



Prezes Rady Ministrów

Donald Tusk

Warszawa, dnia /elektroniczny znacznik czasu/

RM-0610-171-25
UD162

Pan Szymon HOŁOWNIA
Marszałek Sejmu

Szanowny Panie Marszałku,

na podstawie art. 118 ust. 1 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej przedstawiam Sejmowi projekt ustawy o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw.

Jednocześnie, ze względu na konieczność pilnego wejścia w życie przepisów niezbędnych do skutecznego przeprowadzenia pierwszej aukcji dla morskich farm wiatrowych, na podstawie art. 51 ust. 2 Regulaminu Sejmu przedstawiam wniosek o skrócenie postępowania z projektem ustawy, w szczególności przez przystąpienie do pierwszego czytania bez zachowania terminu określonego w art. 37 ust. 4 Regulaminu Sejmu oraz o przystąpienie do drugiego czytania bez zachowania terminu określonego w art. 44 ust. 3 Regulaminu Sejmu. Do prezentowania stanowiska Rządu w tej sprawie w toku prac parlamentarnych został upoważniony Minister Klimatu i Środowiska.

Z poważaniem
Donald Tusk
/podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym/

Do wiadomości:
wnioskodawca

U S T A W A

z dnia

o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw^{1), 2)}

Art. 1. W ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2025 r. poz. 498) wprowadza się następujące zmiany:

- 1) w art. 3 w pkt 3 po wyrazach „sieć średniego” dodaje się wyrazy „lub wysokiego”;
- 2) po art. 3 dodaje się art. 3a w brzmieniu:

„Art. 3a. 1. Więcej niż jedna morska farma wiatrowa może wykorzystywać tę samą stację elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu lub zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementy.

2. W przypadku, o którym mowa w ust. 1, odcinek sieci średniego lub wysokiego napięcia bezpośrednio łączący morskie turbiny wiatrowe danej morskiej farmy wiatrowej z wykorzystywaną wspólnie z inną morską farmą wiatrową stacją elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu może przebiegać przez obszar morskiej farmy wiatrowej, wspólnie z którą ta stacja jest wykorzystywana.

3. W przypadku, o którym mowa w ust. 1, art. 7 ust. 1f ustawy – Prawo energetyczne nie stosuje się.”;

- 3) w art. 4 dotychczasową treść oznacza się jako ust. 1 i dodaje się ust. 2 w brzmieniu:

„2. Wytwórca, któremu na zasadach określonych w rozdziale 3 albo w rozdziale 4 przyznano prawo do pokrycia ujemnego salda w odniesieniu do energii elektrycznej wytworzonej w danej morskiej farmie wiatrowej lub jej części i wprowadzonej do sieci

¹⁾ Niniejsza ustawa w zakresie swojej regulacji wdraża dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniającą dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylającą dyrektywę Rady (UE) 2015/652 (Dz. Urz. UE L 2023/2413 z 31.10.2023).

²⁾ Niniejszą ustawą zmienia się ustawy: ustawę z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, ustawę z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane, ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, ustawę z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie województwa, ustawę z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, ustawę z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim, ustawę z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, ustawę z dnia 5 sierpnia 2015 r. o pracy na morzu, ustawę z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne oraz ustawę z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw.

lub energii elektrycznej, o której mowa w art. 40 ust. 3, nie może ponownie ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda w odniesieniu do energii elektrycznej wytworzonej w danej morskiej farmie wiatrowej lub jej części i wprowadzonej do sieci lub energii elektrycznej, o której mowa w art. 40 ust. 3, na zasadach określonych w rozdziale 4.”;

4) w art. 5 ust. 6 otrzymuje brzmienie:

„6. W przypadku gwarancji, o której mowa w ust. 2 pkt 2, dokumentem potwierdzającym ustanowienie zabezpieczenia jest oryginał tej gwarancji zawierający co najmniej następujące dane:

- 1) imię i nazwisko oraz adres zamieszkania albo nazwę i adres siedziby wytwórcy;
- 2) numer NIP, o ile wytwórcy nadano ten numer;
- 3) lokalizację i moc zainstalowaną elektryczną morskiej farmy wiatrowej, dla której ustanowiono gwarancję;
- 4) dane gwaranta;
- 5) wskazanie, że wyłącznym beneficjentem gwarancji jest Prezes URE;
- 6) datę i miejsce udzielenia gwarancji;
- 7) sumę gwarancji wyrażoną w złotych;
- 8) okres obowiązywania gwarancji;
- 9) zobowiązanie do wypłaty sumy gwarancyjnej bezwarunkowo i niezwłocznie, po zgłoszeniu pierwszego żądania zapłaty przez Prezesa URE.”;

5) w art. 6:

a) w ust. 1 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

„Wytwórcy przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda w odniesieniu do energii elektrycznej wytworzonej w danej morskiej farmie wiatrowej lub jej części i wprowadzonej do sieci na podstawie udzielonej koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w okresie 25 lat od pierwszego dnia okresu, za który wytwórca wystąpił o pokrycie ujemnego salda, przy czym nie wcześniej niż od dnia:”;

b) po ust. 1 dodaje się ust. 1a i 1b w brzmieniu:

„1a. Termin, od którego wytwórcy będzie przysługiwać prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w ust. 1, nie może przypadać później niż termin, o którym mowa w art. 15 ust. 2 pkt 4 albo art. 31 ust. 4 pkt 5, z uwzględnieniem art. 24 albo art. 35.

1b. Wytwórca, w okresie, o którym mowa w ust. 1, składa co miesiąc wniosek o pokrycie ujemnego salda w odniesieniu do całej zarejestrowanej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe ilości energii elektrycznej wytworzonej i wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej w danym okresie sprawozdawczym, za wyjątkiem energii elektrycznej, o której mowa w art. 9 ust. 1, aż do momentu osiągnięcia ilości energii elektrycznej, o której mowa w art. 7 ust. 1.”,

c) w ust. 2 po wyrazach „(Dz. Urz. UE L 112 z 27.04.2016, str. 1)” dodaje się wyrazy „, zwanego dalej „rozporządzeniem 2016/631,”;

6) po art. 6 dodaje się art. 6a w brzmieniu:

„Art. 6a. 1. Przed uzyskaniem koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej wytwórca, w okresie 12 miesięcy od dnia uzyskania dla morskiej farmy wiatrowej lub jej części tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION) w rozumieniu przepisów rozporządzenia 2016/631, ma prawo sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej lub jej części.

2. Prawo, o którym mowa w ust. 1, nie wyłącza obowiązku rozliczenia energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej lub jej części i wprowadzonej do sieci, w okresie, o którym mowa w ust. 1, na rynku bilansującym energii elektrycznej w rozumieniu art. 3 pkt 40a ustawy – Prawo energetyczne.

3. W przypadku gdy morska farma wiatrowa jest budowana i oddawana do użytkowania etapami, rozpoczęcie biegu okresu, o którym mowa w art. 6 ust. 1, dla pierwszego etapu jest jednoznaczne z utratą prawa, o którym mowa w ust. 1, w odniesieniu do całej morskiej farmy wiatrowej, chyba że morska farma wiatrowa posiada opomiarowanie umożliwiające dokładne i prawidłowe rozróżnienie pochodzenia energii.

4. Energia elektryczna wytworzona w morskiej farmie wiatrowej lub jej części i wprowadzona do sieci w okresie, o którym mowa w ust. 1, nie jest objęta prawem do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 6 ust. 1.”;

7) w art. 9 w ust. 1 wyrazy „art. 19 ust. 1 pkt 3” zastępuje się wyrazami „art. 16 ust. 2 pkt 3”;

8) w art. 10:

a) w ust. 3:

– wzór otrzymuje brzmienie:

$$„PI_c = \sum_{i=u}^j (PI_i * \prod_i^j (1 + r_i)) PK”,$$

- w oznaczeniu symbolu „ri” kropkę zastępuje się przecinkiem i dodaje się oznaczenie symbolu „Pk” w brzmieniu:

„Pk – stosunek mocy zainstalowanej elektrycznej objętej wnioskiem o udzielenie lub zmianę koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej do mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej, o której mowa w art. 18 ust. 4 albo art. 31 ust. 4 pkt 2, z uwzględnieniem art. 22 albo art. 32.”,

- b) w ust. 4 w oznaczeniu symbolu „Co” w oznaczeniu symbolu „Cs” po wyrazach „w art. 38 ust. 5” dodaje się wyrazy „, z uwzględnieniem art. 38 ust. 5a i 5b
- c) w ust. 6 w oznaczeniu symbolu „Cs” po wyrazach „w art. 38 ust. 5” dodaje się wyrazy „, z uwzględnieniem art. 38 ust. 5a i 5b”,
- d) po ust. 6 dodaje się ust. 6a w brzmieniu:

„6a. W przypadku, o którym mowa w art. 3a, gdy pomoc inwestycyjna została przeznaczona na realizację inwestycji w zakresie morskiej stacji transformatorowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementów, wykorzystywanych przez więcej niż jedną morską farmę wiatrową, zwaną dalej „inwestycją wspólną”:

- 1) wartość pomocy inwestycyjnej oblicza się proporcjonalnie do ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 4 i 6, w odniesieniu do każdej z morskich farm wiatrowych wykorzystujących inwestycję wspólną, na którą została przeznaczona pomoc inwestycyjna;
- 2) obowiązek złożenia oświadczenia, o którym mowa w ust. 5, obejmuje wszystkich wytwórców, ubiegających się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 albo w rozdziale 4, wykorzystujących inwestycję wspólną, na którą została przeznaczona pomoc inwestycyjna;
- 3) złożenie wniosku, o którym mowa w ust. 5, w odniesieniu do każdej kolejnej morskiej farmy wiatrowej wykorzystującej inwestycję wspólną, na którą została przyznana pomoc inwestycyjna, uprawnia do obliczenia ceny skorygowanej, w sposób, o którym mowa w pkt 1, w odniesieniu do każdej morskiej farmy wiatrowej wykorzystującej daną inwestycję wspólną, dla której złożono wniosek, o którym mowa w ust. 5;

- 4) złożenie wniosku, o którym mowa w ust. 5, w odniesieniu do każdej kolejnej morskiej farmy wiatrowej wykorzystującej inwestycję wspólną, na którą została przyznana pomoc inwestycyjna, wymaga aktualizacji ceny skorygowanej w odniesieniu do każdej morskiej farmy wiatrowej wykorzystującej daną inwestycję wspólną, dla której wcześniej złożono wniosek, o którym mowa w ust. 5;
 - 5) postanowienia ust. 6 i 7 stosuje się odpowiednio do każdego z wytwórców, ubiegających się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 albo w rozdziale 4, wykorzystujących inwestycję, na którą została przeznaczona pomoc inwestycyjna.”;
- 9) w art. 11 po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu:
- „2a. W przypadku gdy zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, do którego zbycia doszło zgodnie z art. 58–61, był wykorzystywany przez więcej niż jedną morską farmę wiatrową zgodnie z art. 3a:
- 1) analizę, o której mowa w ust. 2 pkt 1, składa się w odniesieniu do każdej z morskich farm wiatrowych, które wykorzystywały zbyty zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy;
 - 2) kalkulację ceny skorygowanej, o której mowa w ust. 2 pkt 2, przeprowadza się proporcjonalnie do mocy zainstalowanej każdej z morskich farm wiatrowych, które wykorzystywały zbyty zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.”;
- 10) w art. 18 w ust. 8 po wyrazie „informuje” dodaje się wyrazy „operatora rozliczeń energii odnawialnej i”;
- 11) w art. 24:
- a) w ust. 1:
 - w pkt 1:
 - w lit. b po wyrazach „awarię elektrowni jądrowej” dodaje się wyrazy „lub awarię o znacznych rozmiarach w krajowym systemie elektroenergetycznym”;
 - w lit. b średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. c oraz część wspólną w brzmieniu:

„c) wystąpienie stanu epidemii lub stanu zagrożenia epidemicznego o charakterze i w rozmiarach przekraczających możliwości działania

właściwych organów administracji rządowej i organów jednostek samorządu terytorialnego

– o okres nie dłuższy niż od dnia wystąpienia działania siły wyższej do dnia ustania skutków siły wyższej uniemożliwiających wytwórcy realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej;”,

- w pkt 3 po wyrazie „odpowiedzialności” dodaje się wyrazy „o okres nie dłuższy niż 12 miesięcy licząc od dnia upływu terminu, o którym mowa w art. 15 ust. 2 pkt 4”,

b) w ust. 3:

- w pkt 3 wyrazy „3 miesiące” zastępuje się wyrazami „120 dni”,
- w pkt 3 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 4 w brzmieniu:
„4) w przypadku, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, dokumentację potwierdzającą brak możliwości realizacji inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej w okresie działania skutków siły wyższej.”,

c) w ust. 4 w pkt 2 skreśla się wyrazy „i skutkami ich zaistnienia”;

12) w art. 26:

a) po ust. 1 dodaje się ust. 1a–1d w brzmieniu:

„1a. Wytwórca może ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w niniejszym rozdziale w odniesieniu do dwóch morskich farm wiatrowych, zlokalizowanych w granicach tego samego obszaru określonego w załączniku nr 2 do ustawy. W przypadku gdy obie morskie farmy wiatrowe wygrały tę samą aukcję, przepisów art. 3a oraz art. 7 ust. 1f ustawy – Prawo energetyczne nie stosuje się.

1b. W przypadku, o którym mowa w ust. 1a:

- 1) sumaryczna moc zainstalowana obu morskich farm wiatrowych nie może przekraczać maksymalnej mocy zainstalowanej wynikającej z pozwolenia na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń wydanego dla przedsięwzięcia zlokalizowanego w granicach danego obszaru określonego w załączniku nr 2 do ustawy oraz
- 2) moc zainstalowana każdej z morskich farm wiatrowych, o których mowa w ust. 1a, nie może być mniejsza niż 25 % maksymalnej mocy zainstalowanej wynikającej z pozwolenia na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych

wysp, konstrukcji i urządzeń wydane dla przedsięwzięcia zlokalizowanego w granicach danego obszaru określonego w załączniku nr 2 do ustawy.

1c. Wytwórca, któremu przyznano prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3, może ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w niniejszym rozdziale w odniesieniu do drugiej morskiej farmy wiatrowej, zlokalizowanej w granicach tego samego obszaru określonego w załączniku nr 1 do ustawy. Przepisów art. 3a oraz art. 7 ust. 1f ustawy – Prawo energetyczne nie stosuje się.

1d. W przypadku, o którym mowa w ust. 1c, moc zainstalowana elektryczna drugiej morskiej farmy wiatrowej, zlokalizowanej w granicach tego samego obszaru określonego w załączniku nr 1 do ustawy, nie może być większa niż różnica między maksymalną mocą zainstalowaną elektryczną wynikającą z pozwolenia na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń wydane dla przedsięwzięcia zlokalizowanego w granicach danego obszaru określonego w załączniku nr 1 do ustawy a mocą zainstalowaną elektryczną farmy wiatrowej zlokalizowanej w granicach obszaru określonego w załączniku nr 1, dla której wytwórca uzyskał prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3, wskazaną w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1 lub art. 22 ust. 1.”,

b) w ust. 4:

- w pkt 3 skreśla się wyrazy „lub umowach” oraz przed wyrazami „morskiej” dodaje się wyraz „danej”,

c) w ust. 5:

- pkt 1 otrzymuje brzmienie:
 - „1) oryginał lub poświadczoną kopię wstępnych warunków przyłączenia albo umowy o przyłączenie danej morskiej farmy wiatrowej do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej;”,
- w pkt 3 wyrazy „przedsięwzięć zlokalizowanych w wyłącznej strefie ekonomicznej” zastępuje się wyrazami „danej morskiej farmy wiatrowej”,
- w pkt 4, przed wyrazami „morskiej” dodaje się wyraz „danej”,
- uchyla się pkt 6,
- w pkt 7 przed wyrazami „morskiej” dodaje się wyraz „danej”,
- pkt 8 otrzymuje brzmienie:

- „8) mapę potwierdzającą, że dana morska farma wiatrowa jest zlokalizowana w granicach obszaru, o którym mowa w ust. 1;”,
 - dodaje się pkt 10 w brzmieniu:
 - „10) złożone pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń oświadczenie o następującej treści:
„Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że przedsiębiorstwo nie znajduje się w trudnej sytuacji w rozumieniu art. 2 pkt 18 lit. a–c lub e rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (Dz. Urz. UE L 187 z 26.06.2014, str. 1, z późn. zm.) oraz, że na przedsiębiorstwie nie ciąży obowiązek zwrotu pomocy publicznej, wynikający z decyzji Komisji Europejskiej uznającej taką pomoc za niezgodną z prawem oraz z rynkiem wewnętrznym”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywego oświadczenia.”,
 - d) po ust. 5 dodaje się ust. 5a w brzmieniu:
 - „5a. W przypadkach, o których mowa w ust. 1a i 1c, wytwórca zamiast dokumentów wskazanych w ust. 5 pkt 2, 3 i 8 może dołączyć tożsame dokumenty dla całego obszaru wskazanego w załączniku nr 1 lub 2 do ustawy, na którym będzie zlokalizowana dana morska farma wiatrowa, o ile uwzględniają moc zainstalowaną elektryczną obu morskich farm wiatrowych zlokalizowanych na tym obszarze. Mapa, o której mowa w ust. 5 pkt 8, musi precyzyjnie wskazywać granice obu morskich farm wiatrowych.”,
 - e) uchyla się ust. 6;
- 13) w art. 27:
- a) w ust. 2:
 - pkt 1 otrzymuje brzmienie:
 - „1) wniosek o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji nie spełnia wymagań, o których mowa w art. 26 ust. 4–5a, z uwzględnieniem ust. 2a, lub”,
 - uchyla się pkt 3,

- dodaje się pkt 4 w brzmieniu:
 - „4) dla morskiej farmy wiatrowej, o której mowa w art. 26 ust. 1c, wskazana we wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji moc zainstalowana elektryczna morskiej farmy wiatrowej, o której mowa w art. 26 ust. 4 pkt 2 przekracza wartość, o której mowa w art. 33 ust. 2a.”,
- b) po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu:
 - „2a. W przypadku przedłożenia przez wytwórcę wszystkich prawidłowych dokumentów, o których mowa w art. 26 ust. 5, za wyjątkiem dokumentu, o którym mowa w art. 26 ust. 5 pkt 2, Prezes URE może, na wniosek wytwórcy, wydać wstępne zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji.”,
- c) dodaje się ust. 5–7 w brzmieniu:
 - „5. Termin ważności wstępnego zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w ust. 2a, wynosi 12 miesięcy od dnia jego wydania i nie może być dłuższy niż termin ważności dokumentów, o których mowa w art. 26 ust. 5 pkt 1 i 3.
 - 6. Wstępne zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji nie uprawnia do udziału w aukcji.
 - 7. Prezes URE w terminie 14 dni od dnia uzupełnienia przez wytwórcę wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji o dokument, o którym mowa w art. 26 ust. 5 pkt 2, dokonuje ponownej oceny formalnej tego wniosku i wydaje zaświadczenie o dopuszczeniu do udziału w aukcji albo odmawia jego wydania. Przepisy art. 27 ust. 2 i 4 stosuje się.”;
- 14) w art. 29 w ust. 5 wyrazy „ust. 3 pkt 2” zastępuje się wyrazami „ust. 3 pkt 4”;
- 15) w art. 30:
 - a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:
 - „1. Prezes URE:
 - 1) informuje o terminie przeprowadzenia sesji aukcji nie później niż 3 miesiące przed dniem jej rozpoczęcia;
 - 2) zamieszcza ogłoszenie o aukcji w Biuletynie Informacji Publicznej URE nie później niż 30 dni przed terminem przeprowadzenia sesji aukcji.”,
 - b) w ust. 2:
 - pkt 4 otrzymuje brzmienie:
 - „4) informację o maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać

przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji, określonej w art. 29 ust. 3 lub na podstawie art. 29 ust. 6 lub art. 29 ust. 8;”,

– pkt 6 otrzymuje brzmienie:

„6) informację o dostępnej, na dzień ogłoszenia o aukcji, maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych dla poszczególnych miejsc przyłączenia do sieci;”,

c) po ust. 2 dodaje się ust. 2a–2d w brzmieniu:

„2a. Operator systemu przesyłowego, na wniosek Prezesa URE, na potrzeby informacji, o której mowa w ust. 2 pkt 6, przekazuje informacje o dostępnej maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych dla poszczególnych miejsc przyłączenia do sieci na podstawie uzgodnionego przez Prezesa URE planu rozwoju przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem energii, o którym mowa w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, nie później niż w terminie 7 dni od dnia otrzymania wniosku.

2b. Operator systemu przesyłowego, w informacji, o której mowa w ust. 2a uwzględnia informacje o maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych dla poszczególnych miejsc przyłączenia do sieci, dla której nie wydano warunków przyłączenia wytwórcom, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 48 ust. 2.

2c. Prezes URE w informacji, o której mowa w ust. 2 pkt 6, uwzględnia także moc zainstalowaną elektryczną:

- 1) dla której nie zostało przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 albo w rozdziale 4, oraz
- 2) o którą obniżono moc zainstalowaną elektryczną morskiej farmy wiatrowej na podstawie art. 21 ust. 1, art. 22 ust. 1, art. 32 ust. 1 oraz art. 33 ust. 5 pkt 1 – dla poszczególnych miejsc przyłączenia do sieci.

2d. W okresie między dniem zamieszczenia przez Prezesa URE ogłoszenia o aukcji a podaniem do publicznej wiadomości wyników aukcji, o których mowa w art. 34 ust. 2 pkt 1, a w przypadku, o którym mowa w 33 ust. 5 pkt 1 – ich aktualizacji zgodnie z ust. 6, wnioski, o których mowa w art. 48 ust. 1, w przypadku złożenia oświadczenia art. 48 ust. 2, nie podlegają rozpatrzeniu.”,

d) uchyla się ust. 4,

e) ust. 5 otrzymuje brzmienie:

„5. W przypadku, o którym mowa w ust. 6, Prezes URE niezwłocznie publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE informację o nierozstrzygnięciu aukcji oraz maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej, która powiększa maksymalną łączną moc zainstalowaną elektryczną morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze kolejnej aukcji.”,

f) w ust. 6 uchyla się drugie zdanie,

g) po ust. 7 dodaje się ust. 7a w brzmieniu:

„7a. Określone przez Prezesa URE koszty utrzymania, rozbudowy i modyfikacji internetowej platformy aukcyjnej pokrywa operator rozliczeń energii odnawialnej ze środków opłaty OZE, o której mowa w art. 95 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii, na podstawie dyspozycji Prezesa URE.”,

h) ust. 8 otrzymuje brzmienie:

„8. Prezes URE ustala regulamin aukcji nie później niż 30 dni przed dniem przeprowadzenia pierwszej sesji aukcji.”,

i) w ust. 9 dodaje się pkt 8 w brzmieniu:

„8) informację o terminie i sposobie złożenia dokumentu potwierdzającego ustanowienie zabezpieczenia, o którym mowa w art. 5.”;

16) w art. 31:

a) w ust. 4:

– w pkt 2 średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się wyrazy „zgodne z zaświadczeniem o dopuszczeniu do udziału w aukcji”;

– w pkt 6 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 7–9 w brzmieniu:

„7) złożone pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń oświadczenie o następującej treści „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że przedsiębiorstwo nie znajduje się w trudnej sytuacji w rozumieniu art. 2 pkt 18 lit. a–c lub e rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (Dz. Urz. UE L 187 z 26.06.2014, str. 1, z późn. zm.) oraz, że na przedsiębiorstwie nie ciąży obowiązek zwrotu pomocy publicznej,

wynikający z decyzji Komisji Europejskiej uznającej taką pomoc za niezgodną z prawem oraz z rynkiem wewnętrznym.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywego oświadczenia;

- 8) oświadczenie o braku wytworzenia energii elektrycznej w danej morskiej farmie wiatrowej po raz pierwszy przed zamknięciem sesji aukcji;
- 9) informacje o planowanej dacie rozpoczęcia i zakończenia sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu wsparcia.”,

b) w ust. 9 kropkę zastępuje się przecinkiem i dodaje się wyrazy:

„lub jeżeli w ofercie zostanie wskazane więcej niż jedno miejsce przyłączenia, o którym mowa w ust. 4 pkt 3.”;

17) po art. 31 dodaje się art. 31a w brzmieniu:

„Art. 31a. Minister właściwy do spraw klimatu ogłasza, w drodze obwieszczenia, w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”:

- 1) kurs wymiany euro, przyjęty do obliczenia maksymalnej ceny określonej w przepisach wydanych na podstawie art. 31 ust. 11;
- 2) maksymalną cenę, określoną w przepisach wydanych na podstawie art. 31 ust. 11, w przeliczeniu na euro zgodnie z kursem, o którym mowa w pkt 1.”;

18) w art. 32 w ust. 1 po wyrazach „art. 31 ust. 4 pkt 2” dodaje się wyrazy „oraz aktualizacji informacji, o której mowa w art. 31 ust. 4 pkt 6”;

19) w art. 33:

a) w ust. 1:

- w pkt 1 po wyrazie „cenę” dodaje się wyraz „sprzedaży”,
- pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„2) złożone przez nich oferty łącznie nie przekroczyły 100 % maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych dla danego miejsca przyłączenia, o której mowa w art. 30 ust. 2 pkt 6, i 90 % łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych objętej wszystkimi ofertami oraz”,

- dodaje się pkt 3 w brzmieniu:

„3) złożone przez nich oferty łącznie nie przekroczyły 100 % maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych, o której mowa w art. 30 ust. 2 pkt 4, z uwzględnieniem ust. 4.”,

b) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Oferty, których wygrana w aukcji powodowałaby przekroczenie 100 % maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych w miejscu przyłączenia, o której mowa w art. 30 ust. 2 pkt 6, nie wygrywają aukcji, a przy rozstrzyganiu aukcji są brane pod uwagę następne w kolejności oferty z najniższą ceną sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej.”,

c) po ust. 2 dodaje się ust. 2a i 2b w brzmieniu:

„2a. Łączna maksymalna moc zainstalowana objęta wygranymi ofertami, które zostały złożone na podstawie art. 26 ust. 1c, dla której może zostać przyznane wsparcie w ramach wszystkich aukcji, nie może przekroczyć 200 MW.

2b. Oferty złożone na podstawie art. 26 ust. 1c, których wygrana w aukcji powodowałaby przekroczenie limitu mocy maksymalnej elektrycznej, o którym w ust. 2a, nie wygrywają aukcji, a przy rozstrzyganiu aukcji są brane pod uwagę następne w kolejności oferty z najniższą ceną sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej.”,

d) w ust. 4:

– pkt 1 otrzymuje brzmienie:

„1) w ofercie uczestnika aukcji, który jako pierwszy nie spełnił warunku, o którym mowa w ust. 1 pkt 3:

- a) wielkość mocy zainstalowanej, o którą jego oferta przekracza moc zainstalowaną elektryczną, o której mowa w art. 30 ust. 2 pkt 4, jest nie większa niż 500 MW,
- b) wielkość mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej wskazanej w jego ofercie nie powodowałaby przekroczenia 100 % maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych w miejscu przyłączenia, o której mowa w art. 30 ust. 2 pkt 6 i 90 % łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych objętej wszystkimi ofertami,”

– uchyla się pkt 2,

– w pkt 3 po wyrazach „art. 29 ust. 6” dodaje się wyrazy „lub art. 29 ust. 8”,

– w pkt 4 wyrazy „takiego następnego w kolejności uczestnika aukcji” zastępuje się wyrazami „uczestnika, o którym mowa w pkt 1”,

- w części wspólnej wyrazy „uczestnik, o którym mowa w pkt 1,” zastępuje się wyrazami „uczestnik ten”,
- e) w ust. 5:
- we wprowadzeniu do wyliczenia zdanie pierwsze otrzymuje brzmienie:
„W przypadku gdy pozostała moc zainstalowana elektryczna objęta aukcją jest mniejsza od mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej wskazanej w ofercie uczestnika aukcji, o którym mowa w ust. 4 pkt 1, a jego oferta nie spełnia wyłącznie warunków, o których mowa w ust. 4 pkt 1 lit. a lub pkt 3, Prezes URE powiadamia tego uczestnika aukcji o wielkości pozostałej mocy zainstalowanej elektrycznej objętej tą aukcją.”,
 - pkt 1 otrzymuje brzmienie:
„1) wyraził zgodę na zmianę oferty przez obniżenie mocy zainstalowanej elektrycznej objętej ofertą do wysokości dostępnej pozostałej mocy zainstalowanej elektrycznej objętej aukcją oraz zaktualizował informację, o której mowa w art. 31 ust. 4 pkt 6, taki uczestnik wygrywa aukcję;”;
- 20) w art. 34:
- a) w ust. 5 w pkt 1 przed wyrazem „oraz” dodaje się wyrazy „, miejsca przyłączenia wskazanego w ofercie”,
 - b) w ust. 7 wyrazy „w terminie 5 dni roboczych” zastępuje się wyrazami „niezwłocznie, nie później niż w terminie 14 dni”;
- 21) w art. 35 dotychczasową treść oznacza się jako ust. 1 i dodaje się ust. 2 w brzmieniu:
„2. Prezes URE wyraża zgodę, o której mowa w ust. 1, albo odmawia jej wyrażenia w drodze decyzji, w terminie 30 dnia otrzymania kompletnego wniosku.”;
- 22) w art. 36 po wyrazie „publicznym” dodaje się wyrazy „oraz informacje dotyczące sytuacji ekonomicznej, w tym sprawozdania finansowe za okres 3 ostatnich lat obrotowych, sporządzane zgodnie z przepisami o rachunkowości”;
- 23) w art. 38:
- a) w ust. 5 w pkt 2 wyraz „rozstrzygnięcia” zastępuje się wyrazami „zamknięcia sesji”,
 - b) po ust. 5 dodaje się ust. 5a i 5b w brzmieniu:
„5a. W przypadku gdy wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych, o którym mowa w ust. 5, przekracza wartość średniookresowego celu inflacyjnego określonego przez Radę Polityki Pieniężnej w założeniach polityki pieniężnej, o których mowa w art. 12 ust. 1 ustawy z dnia 29 sierpnia 1997 r. o Narodowym

Banku Polskim (Dz. U. z 2022 r. poz. 2025), ogłoszonych w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski” na dany rok, waloryzacji, o której mowa w ust. 5 pkt 2, dokonuje się wartością wskaźnika waloryzacji równego poziomowi średniookresowego celu inflacyjnego.

5b. W przypadku przekazania Prezesowi URE informacji, o której mowa w ust. 4 – w okresie opóźnienia w realizacji zobowiązania, o którym mowa w art. 15 ust. 2 pkt 4 lub art. 31 ust. 4 pkt 5, cena wskazana w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, albo w decyzji zmieniającej tę decyzję na podstawie art. 20 ust. 5, albo wynikająca z oferty, o której mowa w art. 31 ust. 1, albo cena skorygowana, o której mowa w art. 11 ust. 3, a także cena skorygowana, o której mowa w art. 10 ust. 4 i 6, nie podlegają waloryzacji.”,

c) po ust. 6 dodaje się ust. 6a w brzmieniu:

„6a. W przypadku, o którym mowa w art. 3a, ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci ustala się metodą proporcjonalną w stosunku do ilości energii elektrycznej wytworzonej w poszczególnych morskich farmach wiatrowych wykorzystujących tę samą stację elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu lub zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementy, na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, o których mowa w art. 47 ust. 2.”,

d) w ust. 7 pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„2) w okresie, w którym operator systemu przesyłowego albo operator systemu dystrybucyjnego nie gwarantuje niezawodnych dostaw energii, o którym mowa w art. 54, o ilości energii elektrycznej, która nie została wytworzona w morskiej farmie wiatrowej w poszczególnych okresach rozliczania niezbilansowania na skutek redysponowania morskiej farmy wiatrowej przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego nieopartego na zasadach rynkowych lub redysponowania morskiej farmy wiatrowej, o którym mowa w art. 40 ust. 3 pkt 1a – określone na podstawie systemu, o którym mowa w art. 47 ust. 1 pkt 2;”,

e) po ust. 7 dodaje się ust. 7a w brzmieniu:

„7a. W przypadku, o którym mowa w art. 3a, dane, o których mowa w ust. 7, są określane metodą proporcjonalną w stosunku do ilości energii elektrycznej wytworzonej w poszczególnych morskich farmach wiatrowych wykorzystujących tę samą stację elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu lub zespół urządzeń

służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementy, na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, o których mowa w art. 47 ust. 2.”;

24) w art. 40:

a) w ust. 1:

– w pkt 1:

– w lit. a przed wyrazem „oraz” dodaje się wyrazy „, a w przypadku, o którym mowa w art. 3a, także informacji określonych na podstawie układów pomiarowo-rozliczeniowych, o których mowa w art. 47 ust. 2.”,

– w lit. b po wyrazach „w art. 38 ust. 5” dodaje się wyrazy „, z uwzględnieniem art. 38 ust. 5a i 5b”,

– w pkt 3 lit. a otrzymuje brzmienie:

„a) pkt 1, w przypadku, o którym mowa w ust. 3 pkt 1 lit. b lub pkt 1a,”,

b) w ust. 3 po pkt 1 dodaje się pkt 1a w brzmieniu:

„1a) redysponowania morskiej farmy wiatrowej przez operatora systemu przesyłowego, w wyniku którego następuje zaniżenie generacji morskiej farmy wiatrowej oraz rozliczenie tego zaniżenia po cenie wyższej niż cena odbioru energii określona w ofercie energii bilansującej morskiej farmy wiatrowej złożonej na rynku bilansującym, o którym mowa w art. 2 pkt 2 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 6, z późn. zm.³⁾), wytwórcy w zakresie ilości energii elektrycznej, która nie została wprowadzona do sieci w wyniku tego redysponowania, przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda w przypadku, w którym umowa przyłączeniowa nie gwarantuje niezawodnych dostaw energii, w okresie, w którym operator systemu przesyłowego albo operator systemu dystrybucyjnego nie gwarantuje niezawodnych dostaw energii, o którym mowa w art. 54.”,

c) w ust. 5 pkt 1 otrzymuje brzmienie:

„1) w przypadku prawa wytwórcy, o którym mowa w ust. 3 pkt 1 oraz w ust. 3 pkt 1a – sumie wartości rozliczeń spowodowanych przez tę energię elektryczną w rozliczeniach dostawcy usług bilansujących i podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie wytwórcy, w ramach centralnego mechanizmu bilansowania

³⁾ Dz. Urz. UE L 2021/280 z 23.02.2021 oraz Dz. Urz. UE L 2022/828 z 30.05.2022.

handlowego, oraz wartości różnicy między wartością energii elektrycznej ustaloną w sposób określony w ust. 1 pkt 2 oraz wartością tej energii elektrycznej ustaloną w sposób określony w ust. 1 pkt 1, wyznaczonymi dla ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 3 pkt 1 lub ust. 3 pkt 1a, którą wytwórca otrzymałby, gdyby nie wydano polecenia redysponowania;”,

- d) w ust. 10 skreśla się wyrazy „, z uwzględnieniem art. 18 ust. 1,”,
 - e) w ust. 16 w oznaczeniu wzoru K_{rozp} po wyrazach „art. 25a” dodaje się wyrazy „albo art. 31a”;
- 25) w art. 47 dotychczasową treść oznacza się jako ust. 1 i dodaje się ust. 2 i 3 w brzmieniu:
- „2. W przypadku, o którym mowa w art. 3a, każdą z morskich farm wiatrowych wyposaża się w układy pomiarowo-rozliczeniowe rejestrujące ilość energii elektrycznej wprowadzonej do wykorzystywanej wspólnie stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu, w poszczególnych okresach rozliczenia niezbilansowania i wyposaża te układy w system zdalnego odczytu, zapewniający komunikację w czasie rzeczywistym z operatorem systemu przesyłowego lub operatorem systemu dystrybucyjnego.
3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe, o których mowa w ust. 2:
- 1) umożliwiają ustalenie ilości energii elektrycznej z podziałem na poszczególne morskie farmy wiatrowe, niezależnie od układu pomiarowo-rozliczeniowego rejestrującego ilość energii elektrycznej pobranej z sieci i wprowadzonej do sieci przez te morskie farmy wiatrowe, znajdującego się w punkcie rozgraniczenia własności z właściwym operatorem systemu;
 - 2) lokalizuje się na zaciskach generatora morskiej turbiny wiatrowej oraz na wejściu odcinka sieci średniego lub wysokiego napięcia bezpośrednio łączącego morskie turbiny wiatrowe danej morskiej farmy wiatrowej z wykorzystywaną wspólnie z inną morską farmą wiatrową stacją elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu.”;
- 26) użyte w art. 48 ust. 3, art. 49 ust. 1, 2 i 4, art. 50, art. 51, art. 52 ust. 2 pkt 1 i ust. 6 pkt 2 oraz w art. 53 ust. 1 w różnym przypadku wyrazy „przedsiębiorstwo energetyczne” lub „przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej” zastępuje się użytymi w odpowiednich przypadkach wyrazami „operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego”;
- 27) po art. 56 dodaje się art. 56a w brzmieniu:
- „Art. 56a. 1. Operatorowi systemu przesyłowego lub operatorowi systemu dystrybucyjnego przysługuje prawo do wypowiedzenia umowy o przyłączenie do sieci,

w całości lub w części, ze skutkiem natychmiastowym, wytwórcy, który oświadczył w tej umowie, że zamierza ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda a nie wziął udział w aukcji, o której mowa w art. 29 ust. 3 pkt 1, lub tej aukcji nie wygrał. W przypadku, o którym mowa w zdaniu pierwszym, wypowiedzenie następuje z przyczyn dotyczących wytwórcy.

2. Przepisu ust. 1 nie stosuje się w przypadku wytwórcy, któremu przyznano prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 w zakresie danej morskiej farmy wiatrowej.”;

28) w art. 64 w ust. 3 pkt 3 otrzymuje brzmienie:

„3) gwarancję ubezpieczeniową lub bankową, o której mowa w art. 5 ust. 2 pkt 2, o ile zostały ustanowione dla danej instalacji.”;

29) w art. 66:

a) w ust. 1 wyrazy „art. 10 ust. 5, 6 i 8 i art. 12 ust. 2” zastępuje się wyrazami „art. 10 ust. 5, 6 i 8, art. 12 ust. 2, art. 26 ust. 5 pkt 10 i art. 31 ust. 4 pkt 8”,

b) dotychczasową treść oznacza się jako ust. 1 i dodaje się ust. 2 w brzmieniu:

„2. Prezes URE może przeprowadzić kontrolę zgodności ze stanem faktycznym na dzień rozstrzygnięcia aukcji złożonego oświadczenia, o którym mowa w art. 31 ust. 4 pkt 7, w szczególności przez weryfikację informacji dotyczącej sytuacji ekonomicznej, składanej przez wytwórcę na podstawie art. 36.”;

30) w art. 69 i art. 70 wyrazy „art. 10 ust. 5, 6 i 8 i art. 12 ust. 2” zastępuje się wyrazami „art. 10 ust. 5, 6 i 8, art. 12 ust. 2, art. 26 ust. 5 pkt 10 i art. 31 ust. 4 pkt 7 i 8”;

31) w art. 77 ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Decyzje administracyjne w przedmiocie zatwierdzenia projektu robót geologicznych sporządzonego w celu określenia warunków geologiczno-inżynierskich na potrzeby posadawiania morskiej farmy wiatrowej oraz urządzeń i obiektów wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, a także dodatków do takiego projektu robót geologicznych, podlegają natychmiastowemu wykonaniu.”;

32) w art. 81:

a) w ust. 1:

– we wprowadzeniu do wyliczenia wyraz „rozmieszczenia” zastępuje się wyrazem „usytuowania”,

– pkt 1 otrzymuje brzmienie:

„1) potrzeba zmiany usytuowania wynika z uwarunkowań geologicznych w akwenie lub napotkania obiektów pochodzenia nieantropogenicznego lub antropogenicznego, czego przy zachowaniu należytej staranności nie dało się przewidzieć;”;

b) w ust. 2 wyraz „rozmieszczenia” zastępuje się wyrazem „usytuowania”;

c) dodaje się ust. 5 i 6 w brzmieniu:

„5. Zmiana usytuowania morskich turbin wiatrowych lub innych elementów morskiej farmy wiatrowej oraz urządzeń wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w ramach lokalizacji określonej w pozwoleniu, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o obszarach morskich, powodująca przesunięcie środka okręgu opisanego na obrysie fundamentu morskiej turbiny wiatrowej lub innego elementu morskiej farmy wiatrowej oraz urządzeń wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy o nie więcej niż 50 m, nie stanowi istotnego odstąpienia od zatwierdzonego projektu zagospodarowania działki lub terenu oraz projektu architektoniczno-budowlanego lub innych warunków pozwolenia na budowę w rozumieniu art. 36a ust. 5 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane, jeżeli nie spowoduje konieczności zmiany pozwolenia na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich lub decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.

6. Zmiana, o której mowa w ust. 5, podlega pisemnemu zgłoszeniu dyrektorowi urzędu morskiego właściwego dla lokalizacji morskiej farmy wiatrowej, w terminie 7 dni od dnia dokonania takiej zmiany. Przepisu ust. 2–4 nie stosuje się.”;

33) po art. 84 dodaje się art. 84a w brzmieniu:

„Art. 84a. 1. Czas pracy osób w znajdujących się w portach morskich, terminalach instalacyjnych lub bazach serwisowych przeznaczonych do celów obsługi budowy, eksploatacji lub likwidacji morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, obsługiwanych przez kolejno wymieniające się załogi lub część załogi, może być przedłużony do 14 godzin na dobę i 84 godzin na tydzień.

2. W przypadku, o którym mowa w ust. 1, po każdym, nie dłuższym niż 2 tygodnie, nieprzerwanym okresie pracy zapewnia się pracownikowi co najmniej równy okres wolny od pracy, przy czym, za zgodą pracownika, okres pracy może być przedłużony do 3 tygodni.

3. Praca w granicach norm czasu pracy, o których mowa w ust. 1, nie jest pracą w godzinach nadliczbowych, jeżeli liczba godzin pracy w przyjętym okresie rozliczeniowym nie przekroczy przeciętnie 44 godzin.

4. W przypadku wykonywania pracy zgodnie z ust. 1, przepisów art. 133 Kodeksu pracy nie stosuje się.”;

34) w art. 112 w ust. 1 pkt 5–10 otrzymują brzmienie:

- „5) 2025 r. – 1 915 842 zł;
- 6) 2026 r. – 1 451 238 zł;
- 7) 2027 r. – 1 487 519 zł;
- 8) 2028 r. – 1 524 707 zł;
- 9) 2029 r. – 1 562 825 zł;
- 10) 2030 r. – 1 601 895 zł.”;

35) w art. 113 w ust. 1 pkt 5–10 otrzymują brzmienie:

- „5) 2025 r. – 532 059,16 zł;
- 6) 2026 r. – 532 059,16 zł;
- 7) 2027 r. – 532 059,16 zł;
- 8) 2028 r. – 532 059,16 zł;
- 9) 2029 r. – 532 059,16 zł;
- 10) 2030 r. – 532 059,16 zł.”;

36) uchyla się art. 114;

37) w art. 115 w ust. 1 pkt 5–10 otrzymują brzmienie:

- „5) 2025 r. – 1 099 971,50 zł;
- 6) 2026 r. – 1 180 619,77 zł;
- 7) 2027 r. – 1 262 330,82 zł;
- 8) 2028 r. – 1 343 629,27 zł;
- 9) 2029 r. – 1 426 435,69 zł;
- 10) 2030 r. – 1 512 068,02 zł.”.

Art. 2. W ustawie z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2024 r. poz. 1125 oraz z 2025 r. poz. 409) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 23:

- a) w ust. 6 wyrazy „30 lat od dnia, w którym rozpoczęto wykorzystanie tej morskiej farmy wiatrowej” zastępuje się wyrazami „30 lat od dnia, w którym decyzja o

udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w tej morskiej farmie wiatrowej lub jej części stała się ostateczna.”,

- b) w ust. 6c w pkt 2 po wyrazie „urządzeń” dodaje się wyrazy „, , a w przypadku morskiej farmy wiatrowej, o której mowa w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, jeżeli w ciągu 5 lat od dnia rozpoczęcia instalacji fundamentów morskich turbin wiatrowych lub stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu, nie zostanie uzyskana koncesja na wytwarzanie energii elektrycznej w tej morskiej farmie wiatrowej lub jej części”;

- 2) w art. 24 dodaje się ust. 4 w brzmieniu:

„4. Postanowienia ust. 1–3 stosuje się odpowiednio do ustanowienia strefy bezpieczeństwa wokół akwenu, na którym jest prowadzona budowa sztucznych wysp, ustawianie konstrukcji i urządzeń, jeżeli obowiązek ustanowienia takiej strefy wynika z postanowień planu, o którym mowa w art. 37a.”;

- 3) po art. 24a dodaje się art. 24b w brzmieniu:

„Art. 24b. 1. Dyrektor właściwego urzędu morskiego, w drodze zarządzenia, ustanawia strefę bezpieczeństwa, o której mowa w art. 24, wokół każdej morskiej turbiny wiatrowej oraz stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu, o których mowa w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.

2. W przypadku, o którym mowa w ust. 1, strefy bezpieczeństwa sięgają nie mniej niż 150 m i nie dalej niż 500 m od każdego punktu ich zewnętrznej krawędzi, chyba że inny zasięg strefy jest dozwolony przez powszechnie przyjęte standardy międzynarodowe lub zalecony przez właściwą organizację międzynarodową.

3. Zabrania się wchodzenia statków do strefy bezpieczeństwa ustanowionej na podstawie ust. 1 oraz przebywania statków w tej strefie.

4. Dozwolone jest wchodzenie statków do strefy bezpieczeństwa ustanowionej na podstawie ust. 1:

- 1) w związku z układaniem, inspekcją, testowaniem, naprawą, konserwacją, zmianą, odnową lub usuwaniem kabli lub rurociągów w tej strefie lub w odległości 50 metrów od tej strefy;

- 2) w celu świadczenia usług na rzecz sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w tej strefie lub przewożenia osób i towarów do sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń oraz z tych wysp, konstrukcji i urządzeń w tej strefie;
 - 3) w związku z ratowaniem życia lub mienia;
 - 4) z powodu złej pogody;
 - 5) w przypadku gdy statki są w niebezpieczeństwie;
 - 6) jeżeli dyrektor właściwego urzędu morskiego lub wytwórca w rozumieniu art. 3 pkt 12 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, udzieli na to zgody.”;
- 4) w art. 26:
- a) w ust. 5 wyrazy „30 lat od dnia, w którym rozpoczęto wykorzystanie morskiej farmy wiatrowej, z której wyprowadzana jest moc za pomocą tego zespołu urządzeń lub jego elementów” zastępuje się wyrazami „30 lat od dnia, w którym decyzja o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w tej morskiej farmie wiatrowej lub jej części, z której jest wyprowadzana moc za pomocą tego zespołu urządzeń lub jego elementów, stała się ostateczna. W przypadku gdy zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy jest wykorzystywany przez więcej niż jedną morską farmę wiatrową, 30 letni termin, o którym mowa w zdaniu drugim rozpoczyna bieg od dnia, w którym stała się ostateczna pierwsza decyzja o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej dla którejkolwiek z tych morskich farm wiatrowych lub ich części, z której jest wyprowadzana moc za pomocą tego zespołu urządzeń lub jego elementów.”;
 - b) w ust. 6 w pkt 2 po wyrazach „określonymi w tym pozwoleniu” dodaje się wyrazy „ , a w przypadku zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych lub jego elementów nie zostanie uzyskana decyzja o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej lub jej części, z której jest wyprowadzana moc za pomocą tego zespołu urządzeń lub jego elementów”;
- 5) w art. 27a w ust. 2 w pkt 9 skreśla się wyrazy „wstępnych warunków przyłączenia albo”;
- 6) w art. 27b w ust. 1 w pkt 3 po wyrazie „urządzeń” dodaje się wyrazy „ , a w przypadku morskiej farmy wiatrowej, o której mowa w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, w ciągu

30 dni od dnia uzyskania decyzji o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w tej morskiej farmie wiatrowej lub jej części;”,

7) w art. 66a:

a) po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu:

„2a. W przypadku podmiotu, o którym mowa w ust. 1, który ubiegał się o prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, okres, o którym mowa w ust. 2, wynosi 3 lata od udziału w aukcjach, o których mowa w art. 29 ust. 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.”,

b) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Jeżeli podmiot, o którym mowa w ust. 1, nie później niż 60 dni przed upływem okresu, o którym mowa w ust. 2 albo 2a, złoży organowi, który wydał pozwolenie, wyjaśnienia na piśmie i dokumenty potwierdzające podjęcie wszystkich czynności wymaganych przez prawo, zmierzających do uzyskania pozwolenia na budowę dla całości albo części przedsięwzięcia objętego pozwoleniem, o którym mowa w ust. 1, terminy, o których mowa w ust. 2 albo 2a, zostają przedłużone na czas niezbędny do uzyskania pozwolenia na budowę, jednak nie dłuższy niż 2 lata od dnia, w którym upłynął termin, o którym mowa w ust. 2 albo 2a. Przedłużenie terminu stwierdza, w drodze decyzji, organ, który wydał pozwolenie.”,

c) ust. 5 otrzymuje brzmienie:

„5. Jeżeli w okresie, o którym mowa w art. 23 ust. 6c pkt 1, z uwzględnieniem okresu, o którym mowa w ust. 2, 2a lub 3, w przypadku podmiotu, o którym mowa w ust. 1, któremu przyznano prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 lub rozdziale 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, nie zostanie rozpoczęte układanie kabli wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu art. 3 pkt 13 tej ustawy lub jego elementów, dla których wydano pozwolenia i uzgodnienia, o których mowa w ust. 4, organ, który wydał te pozwolenia i uzgodnienia, stwierdza, w drodze decyzji, ich wygaśnięcie.”.

Art. 3. W ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2025 r. poz. 418 i 1080) w art. 3 w pkt 3 wyrazy „a także części budowlane urządzeń technicznych (kotłów,

pieców przemysłowych, elektrowni jądrowych, elektrowni wiatrowych, morskich turbin wiatrowych i innych urządzeń) oraz fundamenty pod maszyny i urządzenia,” zastępuje się wyrazami „a także części budowlane urządzeń technicznych (kotłów, pieców przemysłowych, elektrowni jądrowych, elektrowni wiatrowych, biogazowni, biogazowni rolniczej, biometanowni i innych urządzeń), oraz fundamenty pod maszyny i urządzenia, w tym pod morskie turbiny wiatrowe oraz stacje elektroenergetyczne zlokalizowane na morzu,”.

Art. 4. W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266, z późn. zm.⁴⁾):

- 1) w art. 16 w ust. 1 w pkt 7 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 8 w brzmieniu:
„8) plan obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 160g ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.”;
- 2) w art. 19 ust. 5 otrzymuje brzmienie:
„5. Projekt założeń podlega opiniowaniu przez samorząd województwa w zakresie koordynacji współpracy z innymi gminami, planem obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 160g ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii oraz w zakresie zgodności z polityką energetyczną państwa.”;
- 3) w art. 7aa dodaje się ust. 28 w brzmieniu:
„28. Przedsiębiorca, w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców, który:
 - 1) odbiera energię elektryczną linią bezpośrednią z instalacji zlokalizowanej na obszarze przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii w rozumieniu art. 2 pkt 19d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii oraz
 - 2) jest odbiorcą przemysłowym wpisanym do wykazu odbiorców przemysłowych, o którym mowa w art. 52 ust. 4 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii– podlega zwolnieniu z opłaty solidarnościowej za rok, w którym był wpisany do tego wykazu.”.

⁴⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2024 r. 834, 859, 1847 i 1881 oraz z 2025 r. poz. 303, 759 i 1218.

Art. 5. W ustawie z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie województwa (Dz. U. z 2025 r. poz. 581) w art. 18 po pkt 3 dodaje się pkt 3a w brzmieniu:

„3a) uchwalanie planu obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 160g ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361, 1847 i 1881 oraz z 2025 r. poz. 303, 759 i 1218);”.

Art. 6. W ustawie z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. z 2024 r. poz. 1112, 1881 i 1940) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 21 w ust. 2 w pkt 37 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 38 w brzmieniu:

„38) z zakresu ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361, 1847 i 1881 oraz z 2025 r. poz. 303, 759 i 1218) o sprzeciwach regionalnego dyrektora ochrony środowiska, o których mowa w art. 160n ust. 9 tej ustawy.”;

2) w art. 48 dodaje się ust. 9 w brzmieniu:

„9. Nie można odstąpić od przeprowadzenia strategicznej oceny oddziaływania na środowisko dla projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii w rozumieniu art. 2 pkt 19d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, jeżeli wprowadza on nowe lub zmienia istniejące ustalenia związane z wyznaczaniem tych obszarów.”.

Art. 7. W ustawie z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim (Dz. U. z 2025 r. poz. 883) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 5:

a) w pkt 10c lit. a otrzymuje brzmienie:

„a) kapitana i członków załogi, innych osób zatrudnionych na statku lub wykonujących zadania na statku dla jego potrzeb oraz personelu przemysłowego,”

b) po pkt 10c dodaje się pkt 10d w brzmieniu:

„10d) personel przemysłowy – należy przez to rozumieć personel przemysłowy, o którym mowa w prawie 1 rozdziału XV Konwencji SOLAS;”;

2) w art. 62 po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu:

„2a. Kwalifikacje personelu przemysłowego muszą odpowiadać wymaganiom określonym w rozdziale XV Konwencji SOLAS oraz rezolucji IMO MSC.527(106)⁵⁾ Międzynarodowy kodeks bezpieczeństwa statków przewożących personel przemysłowy (Kodeks IP).”;

3) po art. 86 dodaje się art. 86¹ w brzmieniu:

„Art. 86¹. 1. Statek o obcej przynależności niepodlegający Konwencji SOLAS może być eksploatowany w żegludze regularnej pomiędzy portem położonym na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej a miejscami przeznaczenia położonymi w polskich obszarach morskich w okresie dłuższym niż 14 dni w ciągu roku kalendarzowego pod warunkiem uzyskania pozwolenia na eksploatację.

2. Pozwolenie na eksploatację, o którym mowa w ust. 1, wydaje, w drodze decyzji, dyrektor urzędu morskiego właściwy dla portu, z którego prowadzona jest żegluga, o której mowa w ust. 1, na wniosek armatora.

3. Pozwolenie na eksploatację, o którym mowa w ust. 1, wydaje się po przeprowadzonej inspekcji, na okres nieprzekraczający terminu ważności dokumentów statku i nie dłuższy niż 5 lat. Pozwolenie na eksploatację może określać dodatkowe warunki lub ograniczenia eksploatacji statku.

4. Wniosek armatora, o którym mowa w ust. 2, zawiera opis planowanego sposobu eksploatacji statku, w tym:

- 1) wskazanie portu, z którego prowadzona jest żegluga, o której mowa w ust. 1;
- 2) obsługiwane instalacje i ich odległość od portu, z którego prowadzona jest żegluga, o której mowa w ust. 1, jeżeli dotyczy;
- 3) planowany czas przebywania poza portem, z którego prowadzona jest żegluga, o której mowa w ust. 1;
- 4) przewóz personelu przemysłowego i pasażerów, jeżeli dotyczy;
- 5) minimalną bezpieczną obsadę.

5. Do wniosku, o którym mowa w ust. 2, armator dołącza:

- 1) zgodę administracji państwa bandery statku;
- 2) certyfikaty statku wydane przez administrację państwa bandery i dokumentację techniczną wydaną przez podmiot sprawujący nadzór techniczny nad statkiem;

⁵⁾ Rezolucja IMO MSC.527(106) z dnia 10 listopada 2022 r. – Międzynarodowy kodeks bezpieczeństwa statków przewożących personel przemysłowy (Dz. Urz. MI z 2024 r. poz. 38).

3) dokument potwierdzający spełnianie wymagań nie mniejszych niż określone w przepisach wydanych na podstawie art. 12 ust. 2 dla statków o polskiej przynależności wystawiony przez uznaną organizację po przeglądzie technicznym przeprowadzonym na statku.

6. Uznana organizacja przeprowadzająca przegląd w celu wydania dokumentu, o którym mowa w ust. 5 pkt 3, może wnioskować do armatora o dodatkowe wyjaśnienia dotyczące przepisów klasyfikacyjnych lub przepisów państwa bandery, w oparciu o które statek ma wydane dokumenty techniczne i certyfikaty.

7. Dyrektor urzędu morskiego cofa decyzję o pozwoleniu na eksploatację w przypadku stwierdzenia w wyniku inspekcji poważnych uchybień skutkujących zatrzymaniem statku lub powtarzających się naruszeń wymagań określonych w przepisach ustawy.”;

4) w art. 113c po ust. 3 dodaje się ust. 3a w brzmieniu:

„3a. Minister Obrony Narodowej oraz minister właściwy do spraw wewnętrznych, na wniosek wytwórcy, o którym mowa w ust. 1, w terminie 30 dni od dnia otrzymania wniosku, udostępnia temu wytwórcy dane niezbędne do sporządzenia ekspertyzy, o której mowa w ust. 1 i 2.”;

5) w art. 113d po ust. 3 dodaje się ust. 3a w brzmieniu:

„3a. Wszystkie koszty związane z kompensacją negatywnego wpływu morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń wynikające z ekspertyz lub planów, o których mowa w art. 113b ust. 1 i art. 113c ust. 1 i 2, ponosi wytwórca w rozumieniu art. 3 pkt 12 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.”;

6) w art. 113e:

a) w ust. 1 po wyrazach „w art. 113b ust. 1 pkt 2 i 3” dodaje się wyrazy „oraz w art. 113c ust. 1 i 2”,

b) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Wytwórca w rozumieniu art. 3 pkt 12 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych przekazuje dokumentację z pomiarów, testów i badań, o których mowa w ust. 1, oraz informację na temat ich wyników i stwierdzonych na ich podstawie niezgodności założeń i wniosków zawartych w ekspertyzach, o których mowa w:

- 1) art. 113b ust. 1 pkt 2 i 3 – dyrektorowi urzędu morskiego właściwemu dla lokalizacji morskiej farmy wiatrowej,
 - 2) art. 113c ust. 1 – Ministrowi Obrony Narodowej,
 - 3) art. 113c ust. 2 – ministrowi właściwemu do spraw wewnętrznych
– nie później niż na 60 dni przed planowaną datą pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej lub jej części.”;
- 7) w art. 113g w ust. 1 pkt 1 otrzymuje brzmienie:
- „1) certyfikat zgodności projektowej wydany po opracowaniu projektu budowlanego, a przed rozpoczęciem robót budowlanych polegających na, w przypadku:
- a) morskiej farmy wiatrowej – rozpoczęciu instalacji fundamentów morskich turbin wiatrowych lub stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu,
 - b) zespołu urządzeń – rozpoczęciu układania pierwszych kabli w dnie morskim lub na nim
- potwierdzający zgodność projektu budowlanego z normami technicznymi określającymi wymagania, jakie musi spełnić morska farma wiatrowa lub zespół urządzeń;”;
- 8) w załączniku do ustawy w części I:
- a) po ust. 6 dodaje się ust. 6a w brzmieniu:
„6a. Za przeprowadzenie inspekcji w celu wydania certyfikatu bezpieczeństwa personelu przemysłowego albo certyfikatu bezpieczeństwa personelu przemysłowego statku nieobjętego umowami międzynarodowymi – 500 PLN.”,
 - b) po ust. 16 dodaje się ust. 16a w brzmieniu:
„16a. Za przeprowadzenie inspekcji w celu wydania pozwolenia na eksploatację statku o obcej przynależności niepodlegającego Konwencji SOLAS w polskich obszarach morskich – 500 PLN.”.

Art. 8. W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361, 1847 i 1881 oraz z 2025 r. poz. 303, 759 i 1218) wprowadza się następujące zmiany:

- 1) w odnośniku do ustawy w pkt 5 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 6 w brzmieniu:
„6) dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniającą dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych

oraz uchylającą dyrektywę Rady (UE) 2015/652 (Dz. Urz. UE L 2023/2413 z 31.10.2023).”;

2) w art. 2:

a) w pkt 15a lit. c otrzymuje brzmienie:

„c) spółka kapitałowa, w której kapitale zakładowym udział podmiotów, o których mowa w lit. a lub b, jest większy niż 50 % lub przekracza 50 % liczby udziałów lub akcji;”;

b) po pkt 18 dodaje się pkt 18a i 18b w brzmieniu:

„18a) mapy potencjału odnawialnego źródła energii – mapy w formie cyfrowej, określające obszary terytorium lądowego, polskie obszary morskie oraz obszary wód śródlądowych, a także obszary podpowierzchniowe o największym potencjale do lokalizacji danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci;

18b) mapy wrażliwości przyrody – mapy w formie cyfrowej, określające obszary terytorium lądowego, polskie obszary morskie oraz obszary wód śródlądowych cenne pod względem przyrodniczym, narażone na niekorzystne oddziaływanie instalacji odnawialnych źródeł energii oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci;”;

c) po pkt 19c dodaje się pkt 19d w brzmieniu:

„19d) obszar przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii – obszary terytorium lądowego, polskie obszary morskie oraz obszary wód śródlądowych, a także obszary podpowierzchniowe, na których obowiązują uproszczone zasady sytuowania danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci;”;

3) w art. 4b w ust. 12 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

„Prosument energii odnawialnej, prosument zbiorowy energii odnawialnej lub prosument wirtualny energii odnawialnej, wytwarzający energię elektryczną w mikroinstalacji i podlegający z tego tytułu rozliczeniom, o których mowa w art. 4 ust. 1a, może upoważnić w umowie kompleksowej albo w umowie sprzedaży sprzedawcę, o którym mowa w art. 40 ust. 1, do:”;

4) w art. 4c:

- a) ust. 11 otrzymuje brzmienie:

„11. Na wniosek prosumenta energii odnawialnej wytwarzającego energię elektryczną w mikroinstalacji przyłączonej za układem pomiarowo-rozliczeniowym nieruchomości wspólnej, o której mowa w art. 3 ust. 2 ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali (Dz. U. z 2021 r. poz. 1048 i z 2023 r. poz. 1688), w skład której wchodzi część budynku wielolokalowego, którego przeważającą funkcją jest funkcja mieszkalna, a moc mikroinstalacji jest nie większa niż moc przyłączeniowa całego tego budynku, w tym jego części wspólnej i części składającej się z indywidualnych lokali, kwota środków stanowiąca depozyt prosumencki jest przekazywana na wskazany rachunek bankowy lub rachunek w spółdzielczej kasie oszczędnościowo-kredytowej na koniec danego okresu rozliczeniowego. Przepisów ust. 2 oraz art. 4 ust. 5 i ust. 11 pkt 2 nie stosuje się.”,

- b) ust. 16 otrzymuje brzmienie:

„16. Środki depozytu prosumenckiego, przekazane zgodnie z ust. 11, przeznacza się na rozliczenie przez prosumenta energii odnawialnej, o którym mowa w ust. 11, zobowiązań z tytułu zakupu energii elektrycznej, przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w art. 19 ust. 1 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej, dotyczących nieruchomości wspólnych, o których mowa w art. 3 ust. 2 ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali, zarządzanych przez tego prosumenta energii odnawialnej, lub na obniżenie opłat związanych z lokalami mieszkalnymi w budynku, o którym mowa w ust. 11, lub innych budynkach o przeważającej funkcji mieszkalnej, których części wspólne są zarządzane przez tego prosumenta energii odnawialnej.”;

- 5) w art. 38aa w ust. 2 w pkt 6 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 7 w brzmieniu:
„7) zasady przystępowania do tego porozumienia nowych członków klastra energii zapewniające równy i otwarty dostęp do członkostwa w klastrze.”;
- 6) po art. 38af dodaje się art. 38ag w brzmieniu:

„Art. 38ag. 1. Członek klastra energii, o którym mowa w art. 2 pkt 15a lit. a–c, uczestniczący w klastrze wpisanym do rejestru klastrów energii, zwany dalej „nabywcą”, może, z zastosowaniem ust. 2–9, zawrzeć umowę sprzedaży, o której mowa w art. 5 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, której przedmiotem będzie dostawa, na własny użytek tego członka klastra, przez innego członka tego klastra energii wytworzonych przez niego energii elektrycznej, ciepła lub paliw, wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w

instalacjach odnawialnego źródła energii wskazanych we wniosku, o którym mowa w art. 38ac ust. 4.

2. Nabywca informuje:

- 1) członków klastra energii o możliwości zawarcia umowy, o której mowa w ust. 1;
- 2) na swojej stronie internetowej, nie później niż 30 dni przed dniem przekazania informacji, o której mowa w pkt 1, o istnieniu klastra energii, którego jest członkiem, oraz o zamiarze zawarcia umowy, o której mowa w ust. 1.

3. Informacja, o której mowa w ust. 2 pkt 1, zawiera:

- 1) opis przedmiotu umowy, o której mowa w ust. 1;
- 2) określenie ilości energii elektrycznej, ciepła lub paliw, stanowiącej przedmiot dostaw;
- 3) minimalną ilość energii elektrycznej, ciepła lub paliw, przypadającą na jednego członka klastra energii, zawierającego umowę, o której mowa w ust. 1, a także dodatkowe warunki zawarcia tej umowy, w przypadku gdy członek klastra energii zadeklaruje dostawy w ilości mniejszej niż minimalna;
- 4) harmonogram dostaw energii elektrycznej, ciepła lub paliw, obejmujący ilości i terminy dostaw;
- 5) maksymalną cenę oferowaną za dostawę energii elektrycznej, ciepła lub paliw;
- 6) termin i miejsce składania zgłoszenia zainteresowania zawarciem umowy, o której mowa ust. 1, zwanego dalej „zgłoszeniem”.

4. Załącznikiem do informacji, o której mowa w ust. 2 pkt 1, jest wzór umowy, o której mowa w ust. 1.

5. Oprócz postanowień, o których mowa w art. 5 ust. 2 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, umowa, o której mowa w ust. 1, określa w szczególności warunki odstąpienia od umowy oraz zasady podwyższania wolumenu dostaw energii elektrycznej, ciepła lub paliw w związku z zaprzestaniem lub ograniczeniem dostaw przez innych dostawców będących członkami klastra energii.

6. Zgłoszenie zawiera:

- 1) oznaczenie członka klastra energii składającego zgłoszenie;
- 2) zadeklarowaną wielkość dostaw energii elektrycznej, ciepła lub paliw;
- 3) wskazanie instalacji odnawialnego źródła energii, określonej we wniosku, o którym mowa w art. 38ac ust. 4, w której będzie wytwarzana energia elektryczna, ciepło lub paliwa stanowiące przedmiot dostawy;

- 4) informację o akceptacji wskazanych w ust. 3 pkt 1, 3, 4 i 5 warunków umowy, o której mowa w ust. 1.

7. Nabywca zawiera umowy ze wszystkimi członkami klastra energii, którzy złożą kompletne zgłoszenie w terminie i miejscu określonymi zgodnie z ust. 3 pkt 6.

8. W przypadku gdy ilość energii elektrycznej, ciepła lub paliw, o której mowa w ust. 3 pkt 2, jest mniejsza niż łączna wielkość dostaw zadeklarowana w zgłoszeniach, w celu zawarcia umowy, o której mowa w ust. 1, ze wszystkimi członkami klastra energii, którzy złożyli te zgłoszenia, zadeklarowane wielkości dostaw zmniejsza się proporcjonalnie.

9. Nabywca, w terminie 14 dni od dnia zawarcia ostatniej umowy, o której mowa w ust. 1, informuje członków klastra energii o zawarciu tych umów.”;

- 7) w art. 38c w ust. 5a wyrazy „danych w wykazie, o którym mowa w art. 38f ust. 2” zastępuje się wyrazami „danych w odpowiednim wykazie, o którym mowa w art. 38f ust. 3 albo 4”;
- 8) w art. 38e ust. 1 pkt 1 otrzymuje brzmienie:
„1) prowadzi działalność na obszarze nie więcej niż 3 gmin bezpośrednio sąsiadujących ze sobą;”;
- 9) w art. 38f:
a) w ust. 2 wyrazy „w wykazie” zastępuje się wyrazami „we właściwym wykazie”,
b) ust. 3 otrzymuje brzmienie:
„3. Dyrektor Generalny KOWR prowadzi wykaz spółdzielni energetycznych działających na obszarach gmin wiejskich i miejsko-wiejskich w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej – zwany dalej „Wykazem spółdzielni energetycznych Dyrektora KOWR”,”,
c) dodaje się ust. 4 w brzmieniu:
„4. Prezes URE prowadzi wykaz spółdzielni energetycznych działających na obszarach gmin miejskich w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej – zwany dalej „Wykazem spółdzielni energetycznych Prezesa URE.”;
- 10) w art. 38g:
a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:
„1. Dyrektor Generalny KOWR oraz Prezes URE zamieszczają dane spółdzielni energetycznej, każdy w prowadzonym przez siebie wykazie spółdzielni energetycznych, na wniosek tej spółdzielni.”;

- b) w ust. 2 w pkt 3 w lit. g kropkę zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. h w brzmieniu:
„h) rodzaj gminy, na obszarze której spółdzielnia będzie prowadzić działalność.”,
 - c) w ust. 6 wyrazy „Dyrektor Generalny KOWR” zastępuje się wyrazami „odpowiednio Dyrektor Generalny KOWR albo Prezes URE”,
 - d) ust. 6a otrzymuje brzmienie:
„6a. Dyrektor Generalny KOWR prostuje z urzędu wpis w wykazie spółdzielni energetycznych Dyrektora KOWR zawierający oczywiste błędy.”,
 - e) po ust. 6a dodaje się ust. 6b w brzmieniu:
„6b. Prezes URE prostuje z urzędu wpis w wykazie spółdzielni energetycznych Prezesa URE zawierający oczywiste błędy.”;
- 11) w art. 38h:
- a) w ust. 1 wyrazy „w wykazie spółdzielni energetycznych” zastępuje się wyrazami „w wykazach spółdzielni energetycznych Dyrektora KOWR oraz Prezesa URE”,
 - b) w ust. 2 i 3 po wyrazach „spółdzielni energetycznych” dodaje się wyrazy „Dyrektora KOWR oraz wykaz spółdzielni energetycznych Prezesa URE”;
- 12) art. 38i otrzymuje brzmienie:
- „Art. 38i Spółdzielnia energetyczna zamieszczona w wykazie spółdzielni energetycznych:
- 1) Dyrektora KOWR – jest obowiązana informować Dyrektora Generalnego KOWR,
 - 2) Prezesa URE – jest obowiązana informować Prezesa URE
- o każdej zmianie danych, o których mowa w art. 38g ust. 2, a w szczególności o zakończeniu lub zawieszeniu wykonywania działalności, w terminie 14 dni od dnia zmiany tych danych albo od dnia zakończenia lub zawieszenia wykonywania tej działalności, pod rygorem wykreślenia z wykazu spółdzielni energetycznych odpowiednio Dyrektora KOWR albo Prezesa URE.”;
- 13) w art. 38j:
- a) w ust. 1 po wyrazach „spółdzielni energetycznych” dodaje się wyrazy „Dyrektora KOWR”,
 - b) po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu:
„1a. Prezes URE niezwłocznie wydaje zaświadczenie o zamieszczeniu danych spółdzielni energetycznej w wykazie spółdzielni energetycznych Prezesa URE.”,

- c) w ust. 2 po wyrazach „spółdzielni energetycznych” dodaje się wyrazy „Dyrektora KOWR oraz wykazie spółdzielni energetycznych Prezesa URE”;
- 14) art. 38k otrzymuje brzmienie:
- „Art. 38k. 1. Dyrektor Generalny KOWR, w drodze decyzji, odmawia zamieszczenia spółdzielni w wykazie spółdzielni energetycznych Dyrektora KOWR, w przypadku gdy spółdzielnia nie spełnia warunków, o których mowa w art. 38e.
2. Prezes URE, w drodze decyzji, odmawia zamieszczenia spółdzielni w wykazie spółdzielni energetycznych Prezesa URE, w przypadku gdy spółdzielnia nie spełnia warunków, o których mowa w art. 38e.”;
- 15) art. 38l w ust. 1 we wprowadzeniu do wyliczenia i w pkt 4 oraz w ust. 4 po wyrazach „spółdzielni energetycznych” dodaje się wyrazy „Dyrektora KOWR”;
- 16) po art. 38l dodaje się art. 38la w brzmieniu:
- „Art. 38la. 1. Prezes URE, w drodze decyzji, wykreśla dane spółdzielni energetycznej z wykazu spółdzielni energetycznych Prezesa URE, w przypadku gdy spółdzielnia energetyczna:
- 1) przestała spełniać warunek, o którym mowa w art. 38e ust. 1 pkt 1;
 - 2) nie usunęła naruszenia któregośkolwiek z warunków, o których mowa w art. 38e ust. 1 pkt 3, w terminie wyznaczonym przez Prezesa URE;
 - 3) złożyła oświadczenie, o którym mowa w art. 38g ust. 3 pkt 1, niezgodnie ze stanem faktycznym;
 - 4) złożyła wniosek o wykreślenie jej danych z wykazu spółdzielni energetycznych Prezesa URE.
2. Przed wydaniem decyzji na podstawie ust. 1 pkt 2 Prezes URE wyznacza termin usunięcia stwierdzonych naruszeń.
3. Decyzja, o której mowa w ust. 1, podlega natychmiastowemu wykonaniu.
4. Spółdzielnia energetyczna, którą wykreślono z wykazu spółdzielni energetycznych Prezesa URE, z powodów, o których mowa w ust. 1 pkt 1–3, na danym obszarze może ubiegać się o ponowne zamieszczenie w tym wykazie nie wcześniej niż po upływie 3 lat od dnia wykreślenia.
5. Prezes URE przekazuje informację o wydaniu decyzji, o której mowa w ust. 1, właściwemu dla danej spółdzielni energetycznej sprzedawcy energii.”;
- 17) w art. 38m:

- a) we wprowadzeniu do wyliczenia po wyrazach „spółdzielni energetycznych” dodaje się wyrazy „Dyrektora KOWR albo w wykazie spółdzielni energetycznych Prezesa URE”,
 - b) w pkt 2 wyrazy „Dyrektorowi Generalnemu KOWR” zastępuje się wyrazami „odpowiednio Dyrektorowi Generalnemu KOWR albo Prezesowi URE”;
- 18) w art. 38n ust. 1 otrzymuje brzmienie:
- „1. Dyrektor Generalny KOWR jest uprawniony do przeprowadzenia kontroli związanej z przedmiotem działalności spółdzielni energetycznej wpisanej do wykazu Dyrektora KOWR, a Prezes URE jest uprawniony do przeprowadzenia kontroli związanej z przedmiotem działalności spółdzielni energetycznej wpisanej do wykazu Prezesa URE.”;
- 19) w art. 40 ust. 1b pkt 2 otrzymuje brzmienie:
- „2) art. 38c ust. 3, powstaje od dnia zamieszczenia przez:
- a) Dyrektora Generalnego KOWR danych spółdzielni energetycznej w wykazie spółdzielni energetycznych Dyrektora KOWR,
 - b) Prezesa URE danych spółdzielni energetycznej w wykazie spółdzielni energetycznych Prezesa URE
- i trwa przez okres znajdowania się danych spółdzielni w tym wykazie.”;
- 20) w art. 95 w ust. 1 po wyrazach „art. 125b” dodaje się wyrazy „oraz kosztów, o których mowa w art. 30 ust. 7a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych”;
- 21) w art. 135a w ust. 9 wyraz „iloczyn” zastępuje się wyrazem „iloraz”;
- 22) po rozdziale 7a dodaje się rozdział 7b w brzmieniu:

„Rozdział 7b

Instrumenty wspierające procesy inwestycyjne instalacji odnawialnego źródła energii

Art. 160e. 1. Minister właściwy do spraw klimatu sporządza i publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej obsługującego go urzędu mapy potencjału odnawialnego źródła energii, w podziale na następujące rodzaje odnawialnego źródła energii:

- 1) energię wiatru na lądzie;
- 2) energię wiatru na morzu;
- 3) energię promieniowania słonecznego;

- 4) energię geotermalną;
- 5) hydroenergię;
- 6) energię otrzymywaną z biogazu, biogazu rolniczego i biometanu.

2. W celu sporządzenia map potencjału odnawialnego źródła energii minister właściwy do spraw klimatu bierze pod uwagę, w szczególności:

- 1) dostępność energii ze źródeł odnawialnych oraz potencjał w zakresie wytwarzania energii w poszczególnych rodzajach instalacji odnawialnego źródła energii;
- 2) przewidywane zapotrzebowanie na energię, z uwzględnieniem usług elastyczności w rozumieniu art. 3 pkt 11k ustawy – Prawo energetyczne, poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 3 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej oraz integracji instalacji odnawialnego źródła energii z systemem przesyłowym i dystrybucyjnym;
- 3) dostępność niezbędnej infrastruktury technicznej, w tym sieci, magazynów energii oraz możliwość budowy lub modernizacji tej infrastruktury.

3. Minister właściwy do spraw klimatu, w ramach aktualizacji zintegrowanego krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu, o którym mowa w art. 15ab ustawy – Prawo energetyczne, dokonuje weryfikacji konieczności wprowadzenia zmian w mapach potencjału odnawialnego źródła energii oraz, w przypadku stwierdzenia takiej potrzeby, ich aktualizacji.

Art. 160f. Na terenie położonym w granicach obszarów uwzględnionych na mapach potencjału odnawialnego źródła energii, który jest jednocześnie objęty miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego umożliwiającym lokalizację danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii, dopuszcza się wyznaczanie obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii dla tego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii.

Art. 160g. 1. Plan obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, zwany dalej „planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE”, sporządza się w granicach administracyjnych województwa oddzielnie dla danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii.

2. Dla danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii można sporządzić więcej niż jeden plan obszarów przyspieszonego rozwoju OZE.

3. W planie obszarów przyspieszonego rozwoju OZE określa się:

- 1) rodzaj odnawialnego źródła energii, dla którego jest on sporządzany;

- 2) granice obszarów w formie wektorowej, które uznaje się za obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii:
 - a) wyznaczając priorytetowo lokalizację instalacji odnawialnego źródła energii na terenach przemysłowych i poprzemysłowych, zabudowanych, zdegradowanych nienadających się do wykorzystania w rolnictwie, sztucznych zbiornikach wodnych oraz obszarach infrastruktury technicznej lub transportowej,
 - b) wyłączając możliwość określenia tych obszarów na obszarach form ochrony przyrody, o których mowa w art. 6 ust. 1 pkt 1–9 ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody, krajobrazów priorytetowych w rozumieniu art. 2 pkt 16f ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, głównych szlaków migracyjnych ptaków i ssaków oraz na innych obszarach określonych na podstawie map wrażliwości przyrody, za wyjątkiem sztucznych powierzchni, w szczególności dachów, parkingów lub infrastruktury transportowej, znajdujących się na tych obszarach;
- 3) środki łagodzące, jakie należy zastosować przy lokalizacji poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci, w celu uniknięcia negatywnego oddziaływania na środowisko lub, jeżeli to niemożliwe, znacznego zmniejszenia tego oddziaływania oraz uniknięcia zabijania lub niepokojenia gatunków objętych ochroną na podstawie przepisów odrębnych, w szczególności środki techniczne dotyczące ograniczenia uciążliwości instalacji odnawialnego źródła energii lub ograniczenie liczby godzin pracy tej instalacji.

4. Sporządzając plan obszarów przyspieszonego rozwoju OZE bierze się w szczególności pod uwagę strategię rozwoju województwa, plan zagospodarowania przestrzennego województwa i audyt krajobrazowy.

5. Projekty planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE sporządzają osoby, które spełniają jeden z warunków:

- 1) nabyły uprawnienia do projektowania w planowaniu przestrzennym na podstawie ustawy z dnia 12 lipca 1984 r. o planowaniu przestrzennym (Dz. U. z 1989 r. poz. 99, 178 i 192, z 1990 r. poz. 198 i 505 oraz z 1993 r. poz. 212);

- 2) nabyły uprawnienia urbanistyczne na podstawie art. 51 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. o zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 1999 r. poz. 139, z późn. zm.⁶⁾);
- 3) posiadają kwalifikacje do wykonywania zawodu urbanisty na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej uzyskane na podstawie ustawy z dnia 15 grudnia 2000 r. o samorządach zawodowych architektów oraz inżynierów budownictwa (Dz. U. z 2013 r. poz. 932 i 1650);
- 4) posiadają dyplom ukończenia studiów w zakresie architektury, urbanistyki lub gospodarki przestrzennej;
- 5) posiadają dyplom ukończenia studiów w zakresie innym niż określony w pkt 4, oraz ukończyły studia podyplomowe w zakresie planowania przestrzennego, urbanistyki lub gospodarki przestrzennej;
- 6) są obywatelami państw członkowskich Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, którzy nabyli kwalifikacje zawodowe do projektowania zagospodarowania przestrzeni i zagospodarowania przestrzennego w skali lokalnej i regionalnej odpowiadające wymaganiom określonym w pkt 4 lub 5.

6. Minister właściwy do spraw klimatu w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa określi, w drodze rozporządzenia, sposób przygotowania projektu planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE oraz sposób dokumentowania prac w zakresie planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, uwzględniając potrzebę ujednolicenia sposobu procedowania i dokumentowania prac w zakresie planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE.

Art. 160h. 1. Na potrzeby planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE regionalny dyrektor ochrony środowiska sporządza jedną lub więcej map wrażliwości przyrody.

2. Mapę wrażliwości przyrody publikuje właściwy regionalny dyrektor ochrony środowiska w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej obsługującego go urzędu.

⁶⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 1999 r. poz. 412 i 1279, z 2000 r. poz. 136, 1157 i 1268, z 2001 r. poz. 42, 124, 1085, 1229 i 1804 oraz z 2002 r. poz. 253, 984 i 1112.

3. Mapa wrażliwości przyrody może być aktualizowana na skutek przeglądu krajowego planu odbudowy zasobów przyrodniczych, o którym mowa w art. 19 rozporządzenia (UE) 2024/1991 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 24 czerwca 2024 r. w sprawie odbudowy zasobów przyrodniczych i zmiany rozporządzenia (UE) 2022/869 (Dz. Urz. UE L 2024/1991 z 29.07.2024 r.), oraz w innych uzasadnionych przypadkach.

Art. 160i. 1. Sejmik województwa podejmuje uchwałę o przystąpieniu do sporządzenia planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE.

2. Po podjęciu przez sejmik województwa uchwały o przystąpieniu do sporządzania planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, marszałek województwa kolejno:

- 1) informuje gminy położone na obszarze województwa o przystąpieniu do sporządzenia projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, określając sposoby i miejsce składania wniosków do projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE o wyznaczenie obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii na terenie gminy, który spełnia kryteria określone w art. 160f, oraz termin ich składania, nie krótszy jednak niż 21 dni od dnia poinformowania danej gminy.
- 2) sporządza projekt planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE wraz z uzasadnieniem;
- 3) występuje o:
 - a) uzgodnienie do:
 - wójtów (burmistrzów, prezydentów miast) gmin położonych na terenie objętym sporządzanym planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE,
 - właściwego regionalnego dyrektora ochrony środowiska, po uprzednim uzyskaniu opinii, o której mowa w art. 54 ust. 1 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko,
 - właściwego dyrektora parku narodowego – w przypadku określenia obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii na sztucznych powierzchniach parku narodowego,

- właściwego dyrektora parku krajobrazowego – w przypadku określenia obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii na sztucznych powierzchniach parku krajobrazowego,
- b) opinię do:
- wójtów (burmistrzów, prezydentów miast) gmin sąsiadujących z gminami położonymi na terenie objętym sporządzanym planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE,
 - starostów, na których obszarze właściwości znajdują się gminy położone na terenie objętym sporządzanym planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE,
 - właściwego miejscowo przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii,
 - właściwego terytorialnie organu administracji wodnej w zakresie obszarów wód śródlądowych,
 - geologa wojewódzkiego w zakresie obszarów podpowierzchniowych
 - określając termin składania stanowisk, nie krótszy jednak niż 30 dni i nie dłuższy niż 3 miesiące od dnia tego wystąpienia;
- 4) wprowadza zmiany do projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE wynikające z przeprowadzonych konsultacji społecznych, uzgodnień i opiniowania;
- 5) w niezbędnym zakresie ponawia czynności, o których mowa w pkt 3 i 4;
- 6) przedstawia sejmikowi województwa projekt planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE.

3. Niezajęcie stanowiska przez organ, o którym mowa w ust. 2 pkt 3, w określonym terminie, uznaje się za brak zastrzeżeń do projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE.

Art. 160j. 1. Rada gminy może zwrócić się z wnioskiem do marszałka województwa o wyznaczenie obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii na terenie gminy, która spełnia kryteria określone w art. 160f, lub o aktualizację obowiązującego planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE.

2. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, może być również złożony w trakcie składania wniosków, o których mowa w art. 160i ust. 2 pkt 1.

3. Marszałek województwa informuje radę gminy o sposobie rozpatrzenia wniosku, o którym mowa w ust. 1, wraz z uzasadnieniem, w terminie 3 miesięcy od dnia jego wpłynięcia.

Art. 160k. 1. Plan obszarów przyspieszonego rozwoju OZE uchwała sejmik województwa.

2. Uchwałę w sprawie uchwalenia planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE wraz z dokumentacją prac marszałek województwa przekazuje wojewodzie w celu oceny zgodności z przepisami prawa oraz w celu ogłoszenia w wojewódzkim dzienniku urzędowym.

Art. 160l. 1. Koszty sporządzenia planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE lub ich aktualizacji obciążają budżet państwa.

2. Sporządzenie planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE lub ich aktualizacji jest zadaniem z zakresu administracji rządowej realizowanym przez samorząd województwa.

Art. 160m. 1. Plan obszarów przyspieszonego rozwoju OZE podlega przeglądowi przez marszałka województwa w celu zapewnienia spójności tego planu w szczególności z mapą potencjału odnawialnego źródła energii, strategią rozwoju województwa, planem zagospodarowania przestrzennego województwa, audytem krajobrazowym oraz mapą wrażliwości przyrody.

2. Plan obszarów przyspieszonego rozwoju OZE może podlegać aktualizacji w przypadku aktualizacji dokumentów, o których mowa w ust. 1.

3. Procedurę aktualizacji obowiązującego planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE przeprowadza się w trybie określonym w art. 160g–160k.

4. Do inwestycji rozpoczętych przed dniem wejścia w życie aktualizacji planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE stosuje się dotychczasowy plan obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, przy czym przez rozpoczęcie inwestycji należy rozumieć dzień rozpoczęcia robót budowlanych związanych z inwestycją albo dzień podjęcia wiążącego zobowiązania do zamówienia urządzeń lub innego zobowiązania, które sprawia, że inwestycja staje się nieodwracalna, z wyłączeniem zakupu gruntów oraz prac przygotowawczych polegających na uzyskiwaniu zezwoleń i wykonywaniu studiów wykonalności, w zależności od tego, które zdarzenie nastąpi wcześniej.

Art. 160n. 1. Realizacja inwestycji w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii lokalizowanej w granicach obowiązującego planu obszarów przyspieszonego rozwoju

OZE oraz lokalizowanych na tym obszarze urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do jej przyłączenia do sieci, z uwzględnieniem ust. 9, nie wymaga:

- 1) uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, o której mowa w art. 71 ust. 1 ustawy z dnia 8 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, oraz przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko, o której mowa w art. 59 ust. 1 tej ustawy, w przypadku kwalifikacji instalacji odnawialnego źródła energii:
 - a) wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, do przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko w rozumieniu tej ustawy,
 - b) oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do jej przyłączenia do sieci, do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko w rozumieniu tej ustawy;
- 2) przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000, o której mowa w art. 59 ust. 2 tej ustawy.

2. Przepisu ust. 1 nie stosuje się do planowanych inwestycji mogących znacząco transgranicznie oddziaływać na środowisko, lub w stosunku do których inne państwo powiadomiło, w rozumieniu art. 109 ust. 3 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, że jest zainteresowane uczestnictwem w postępowaniu w sprawie transgranicznego oddziaływania na środowisko.

3. Wystąpienie z wnioskiem o wydanie decyzji o pozwoleniu na budowę albo dokonanie zgłoszenia budowy lub wykonywania innych robót budowlanych dla inwestycji, o której mowa w ust. 1, jest możliwe po upływie:

- 1) 30 dni – w przypadku inwestycji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 150 kW,
- 2) 45 dni – w przypadku inwestycji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 150 kW

– od dnia jej zgłoszenia regionalnemu dyrektorowi ochrony środowiska, jeżeli w tym czasie organ ten nie wniesie sprzeciwu w drodze decyzji.

4. Zgłoszenia planowanej inwestycji regionalnemu dyrektorowi ochrony środowiska dokonuje się w formie dokumentu elektronicznego w rozumieniu ustawy z dnia 17 lutego 2005 r. o informatyzacji działalności podmiotów realizujących zadania publiczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 1557 i 1717 oraz z 2025 r. poz. 1006, 1019 i 1158).

5. Do zgłoszenia, o którym mowa w ust. 4, dołącza się dokumentację zawierającą informację:

- 1) o lokalizacji, rodzaju i elementach składowych planowanej inwestycji;
- 2) potwierdzającą zgodność planowanej inwestycji z ustaleniami planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, w tym z przyjętymi środkami łagodzącymi;
- 3) o dodatkowych środkach łagodzących przewidzianych przez inwestora.

6. Po otrzymaniu zgłoszenia, o którym mowa w ust. 4, regionalny dyrektor ochrony środowiska niezwłocznie udostępnia informację o zgłoszeniu na stronie Biuletynu Informacji Publicznej wraz z podaniem miejsca, rodzaju oraz charakterystycznych elementów planowanej inwestycji.

7. Do zgłoszenia, o którym mowa w ust. 4, stosuje się przepisy działu II rozdziału 8a ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego, przy czym regionalny dyrektor ochrony środowiska może z urzędu, przed upływem terminu, o którym mowa w ust. 3, wydać zaświadczenie o milczącym załatwieniu sprawy, o którym mowa w art. 122f ust. 3 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego. Wydanie zaświadczenia wyłącza możliwość wniesienia sprzeciwu, o którym mowa w ust. 9, oraz uprawnia do wystąpienia z wnioskiem o wydanie decyzji o pozwoleniu na budowę albo dokonania zgłoszenia budowy lub wykonywania innych robót budowlanych dla inwestycji, o której mowa w ust. 1.

8. Regionalny dyrektor ochrony środowiska w terminach, o których mowa w ust. 3, może wzywać inwestora o przedstawienie dodatkowych, dostępnych informacji w celu dokonania oceny, czy inwestycja jest realizowana w sposób zgodny z planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE.

9. Regionalny dyrektor ochrony środowiska, w drodze decyzji, wnosi sprzeciw w stosunku do zgłoszenia, o którym mowa w ust. 4, w przypadku:

- 1) stwierdzenia, że planowana inwestycja jest niezgodna z postanowieniami planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, na którym ma być realizowana;
- 2) stwierdzenia, że planowana inwestycja może oddziaływać w sposób znaczący, niezidentyfikowany w ramach strategicznej oceny oddziaływania na środowisko lub

na obszar Natura 2000, a przewidziane w planie obszarów przyspieszonego rozwoju OZE lub przez inwestora środki łagodzące są w tym zakresie niewystarczające;

- 3) stwierdzenia możliwości wystąpienia znaczącego oddziaływania transgranicznego;
- 4) gdy inne państwo poinformuje, że jest zainteresowane przeprowadzeniem postępowania w sprawie transgranicznego oddziaływania na środowisko.

10. W przypadku, o którym mowa w ust. 9 pkt 2, regionalny dyrektor ochrony środowiska jednocześnie nakłada obowiązek uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla planowanej inwestycji. Wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach następuje w trybie ustawy z dnia 8 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, z zastrzeżeniem, że postępowanie jest prowadzone w zakresie znaczącego oddziaływania niezidentyfikowanego w ramach strategicznej oceny oddziaływania na środowisko lub na obszar Natura 2000, dla którego przewidziane w planie obszarów przyspieszonego rozwoju OZE lub przez inwestora środki łagodzące są niewystarczające.

11. Decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach, o której mowa w ust. 10, wydaje się w terminie 6 miesięcy.

12. W szczególnie uzasadnionych przypadkach, termin, o którym mowa w ust. 11, może być przedłużony o okres nie dłuższy niż kolejne 6 miesięcy.

13. Od sprzeciwu, o którym mowa w ust. 9, przysługuje odwołanie do Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska.”;

- 23) w art. 168 dodaje się pkt 30 w brzmieniu:

„30) realizuje lub zrealizował inwestycję, o której mowa w art. 160n ust. 1, w sposób niezgodny z planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, w tym z przyjętymi środkami łagodzącymi, o których mowa w art. 160g ust. 3 pkt 3.”;

- 24) w art. 169:

- a) w ust. 1 w pkt 2 na końcu dodaje się przecinek i dodaje się pkt 3 w brzmieniu:

„3) pkt 30 – wymierza wojewódzki inspektor ochrony środowiska”;

- b) dodaje się ust. 6 i 7 w brzmieniu:

„6. Od decyzji, o której mowa w ust. 1 pkt 3, przysługuje odwołanie do Głównego Inspektora Ochrony Środowiska.

7. Do postępowania w sprawie kar pieniężnych, o których mowa w art. 168 pkt 30, stosuje się odpowiednio przepisy działu III ustawy z dnia 29 sierpnia 1997 r. –

Ordynacja podatkowa (Dz. U. z 2025 r. poz. 111, z późn. zm.⁷⁾), z tym że uprawnienia organów podatkowych przysługują wojewódzkiemu inspektorowi ochrony środowiska.”;

25) w art. 170:

- a) w ust. 4 w pkt 1 i 2 po wyrazach „wynosi” dodaje się wyrazy „nie więcej niż”,
- b) w ust. 7:
 - w pkt 1, 2 i 3 po wyrazach „wynosi” dodaje się wyrazy „nie więcej niż”;
 - dodaje się pkt 4 w brzmieniu:
„4) pkt 30 – wynosi od 5000 zł do 1 000 000 zł.”;

26) w art. 175 dodaje się ust. 4 i 5 w brzmieniu:

„4. Kary pieniężne, o których mowa w art. 168 pkt 30, uiszcza się w terminie 7 dni od dnia, w którym decyzja o wymierzeniu kary stała się ostateczna.

5. Wpływy z tytułu kar pieniężnych, o których mowa w art. 168 pkt 30, stanowią dochód budżetu państwa i są wnoszone na rachunek bankowy właściwego wojewódzkiego inspektoratu ochrony środowiska.”;

27) w art. 184i wyrazy „do dnia 31 grudnia 2025 r.” zastępuje się wyrazami „do dnia 31 grudnia 2035 r.”;

28) w art. 184n wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

„Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, w terminie do dnia 30 września 2026 r. maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2026 r., biorąc pod uwagę:”.

Art. 9. W ustawie z dnia 5 sierpnia 2015 r. o pracy na morzu (Dz. U. z 2023 r. poz. 2257 oraz z 2025 r. poz. 620 i 1083) w art. 108 w ust. 1 po wyrazie „pogłębiarki” dodaje się wyrazy „, , kablownce, statki instalacyjne, statki badawcze”.

Art. 10. W ustawie z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne (Dz. U. z 2025 r. poz. 660) w art. 261:

- 1) w ust. 6 w pkt 2 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 3 w brzmieniu:
„3) grunty pokryte wodami pod strefami ochronnymi na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego, w tym pod strefami bezpieczeństwa, o których

⁷⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2025 r. poz. 497, 621, 622, 769, 820, 1203 i 1235.

mowa w art. 24 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, oddawane w użytkowanie podmiotom, które uzyskały pozwolenie, o którym mowa w art. 26 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, lub decyzję, o której mowa w art. 5 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (Dz. U. z 2024 r. poz. 1199), dotyczące:

- a) zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych lub jego elementów,
- b) elementów sieci przesyłowej elektroenergetycznej, za których ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266, z późn. zm.⁸⁾).”.

Art. 11. W ustawie z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2023 r. poz. 1762, z 2024 r. poz. 859 i 1847, oraz z 2025 r. poz. 303 i 759) w art. 1 w pkt 41 dodawany art. 38ma otrzymuje brzmienie:

„Art. 38ma. Operator informacji rynku energii udostępnia za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii zagregowane dane pomiarowe:

- 1) spółdzielni energetycznej wpisanej do wykazu Dyrektora KOWR – Dyrektorowi Generalnemu KOWR,
- 2) spółdzielni energetycznej wpisanej do wykazu Prezesa URE – Prezesowi URE – dotyczące wytworzonej i wprowadzonej do sieci, a następnie pobranej energii elektrycznej przez wszystkich wytwórców i odbiorców, będących członkami spółdzielni energetycznej, w zakresie niezbędnym do prowadzenia danego wykazu spółdzielni energetycznych oraz kontroli spełniania warunków, o których mowa w art. 38e.”.

Art. 12. 1. Wytwórca, który przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy złożył oświadczenie, o którym mowa w art. 48 ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, oraz uzyskał warunki przyłączenia albo zawarł umowę o przyłączenie morskiej farmy wiatrowej, może złożyć do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się

⁸⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2024 r. poz. 834, 859, 1847 i 1881 oraz z 2025 r. poz. 303, 759 i 1218.

przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej wniosek o zmianę wydanych warunków przyłączenia albo zawartej umowy o przyłączenie morskiej farmy wiatrowej na wstępne warunki przyłączenia w zakresie mocy nie większej niż różnica między mocą zainstalowaną elektryczną wynikającą z wydanych warunków przyłączenia albo z zawartej umowy o przyłączenie morskiej farmy wiatrowej a mocą zainstalowaną elektryczną, o której mowa w art. 16 ust. 2 pkt 1, art. 18 ust. 4 lub art. 22 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym.

2. W okresie między dniem przekazania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki informacji, o której mowa w art. 30 ust. 2a ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, a podaniem do publicznej wiadomości wyników aukcji, o których mowa w art. 34 ust. 2 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, a w przypadku, o którym mowa w art. 33 ust. 5 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą – aktualizacji tych wyników aukcji, zgodnie z art. 30 ust. 6 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, wnioski, o których mowa w ust. 1, nie podlegają rozpatrzeniu.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej dokonuje zmiany, o której mowa w ust. 1, w terminie 30 dni od dnia otrzymania wniosku. Wstępne warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia dokonania zmiany, o której mowa w zdaniu pierwszym, z uwzględnieniem ust. 5.

4. W przypadku, o którym mowa w ust. 3, zabezpieczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, podlega zwrotowi w terminie 30 dni od dnia dokonania zmiany, o której mowa w ust. 1, w wysokości pomniejszonej o koszty poniesione na realizację zawartej umowy o przyłączenie morskiej farmy wiatrowej. Wysokość zwrotu zabezpieczenia oraz kosztów, o jakie jest ono pomniejszane następuje w zakresie, o którym mowa w ust. 1. Przepis art. 52 ust. 7 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym stosuje się odpowiednio.

5. W przypadku gdy aukcja w 2025 r. została unieważniona z przyczyn, o których mowa w art. 34 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, albo nie została rozstrzygnięta z przyczyn, o których mowa w art. 30 ust. 6 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, wstępne warunki przyłączenia, o których mowa w ust. 1, stają się częścią dotychczasowych warunków przyłączenia z terminem ważności dotychczasowych warunków przyłączenia albo dotychczasowa umowa o przyłączenie morskiej farmy wiatrowej podlega dostosowaniu do jej brzmienia przed zmianą, o której mowa w ust. 1, pod warunkiem:

- 1) ponownego złożenia oświadczenia, o którym mowa w art. 48 ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą,
- 2) ponownego wniesienia zabezpieczenia, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą

– do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej w terminie 60 dni od dnia publikacji informacji o unieważnieniu albo braku rozstrzygnięcia aukcji, albo o wynikach aukcji na stronie internetowej Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „Prezesem URE”.

6. W przypadku niespełnienia warunków, o których mowa w ust. 5, wstępne warunki przyłączenia tracą ważność w terminie określonym w ust. 5, a przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej odmawia dostosowania umowy o przyłączenie morskiej farmy wiatrowej.

Art. 13. 1. W przypadku gdy aukcja przeprowadzona w 2025 r. nie zostanie rozstrzygnięta z uwagi na zaistnienie przesłanki, o której mowa w art. 30 ust. 6 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, Prezes URE może w roku kolejnym przeprowadzić aukcję interwencyjną na uzyskanie prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzonej do sieci przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 27 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, dla łącznej maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych wynikającej z art. 29 ust. 3 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym.

2. Do aukcji interwencyjnej stosuje się przepisy art. 30–37 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

Art. 14. Ogłoszenie o aukcji, o którym mowa w art. 30 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, zamieszczone w Biuletynie Informacji Publicznej URE przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, z wyjątkiem terminu, o którym mowa w art. 30 ust. 2 pkt 2 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, oraz regulamin aukcji, o którym mowa w art. 30 ust. 8 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, ogłoszony w Biuletynie Informacji Publicznej URE przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy podlegają aktualizacji przez Prezesa URE w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 15. 1. Zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji, o których mowa w art. 27 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, wydane na podstawie przepisów dotychczasowych zachowują ważność przez okres, na jaki zostały wydane.

2. Do wniosków, o których mowa w art. 26 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, złożonych i nierozpatrzonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się odpowiednio art. 26 i art. 27 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

Art. 16. 1. W sprawach o wydanie pozwoleń na układanie i utrzymywanie kabli lub rurociągów, o których mowa w art. 26 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 2 w brzmieniu dotychczasowym, lub uzgodnień, o których mowa w art. 27 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 2 w brzmieniu dotychczasowym, dotyczących zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementów, wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy stosuje się przepisy art. 27a ust. 2 pkt 9 ustawy zmienianej w art. 2 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

2. W postępowaniach, o których mowa w ust. 1, w przypadku gdy do wniosku, o którym mowa w art. 27a ustawy zmienianej w art. 2 w brzmieniu dotychczasowym, dołączono wstępne warunki przyłączenia, w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy wnioskodawca uzupełnia wniosek o wydanie pozwolenia na układanie i utrzymywanie kabli lub rurociągów lub wniosek o wydanie uzgodnienia.

3. W przypadku nieuzupełnienia wniosku w terminie, o którym mowa w ust. 2, postępowania, o których mowa w ust. 1, umarza się.

Art. 17. 1. W przypadku gdy wytwórca energii elektrycznej w instalacji, o której mowa w art. 135a ust. 8 ustawy zmienianej w art. 8, w okresie od dnia 1 lipca 2025 r. do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, nie spełniał wymogów, o których mowa w tym przepisie, w terminie 60 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy może złożyć sprawozdanie miesięczne oraz wniosek o pokrycie ujemnego salda, o których mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3 ustawy zmienianej w art. 8, odrębnie za poszczególne miesięczne okresy rozliczeniowe przypadające od dnia 1 lipca 2025 r. do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. Za okresy objęte wnioskami, o których mowa w zdaniu pierwszym, nie należą się odsetki.

2. Wytwórca, o którym mowa w ust. 1, na moment składania wniosku, o którym mowa w ust. 1, spełnia wymogi, o których mowa w art. 135a ust. 8 ustawy zmienianej w art. 8.

3. Do wniosku, o którym mowa w ust. 1:

- 1) nie stosuje się przepisu art. 93 ust. 3a–3c ustawy zmienianej w art. 8;
- 2) stosuje się przepisy art. 93 ust. 9 ustawy zmienianej w art. 8.

4. Do wniosku o pokrycie ujemnego salda złożonego przez wytwórcę energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 135a ust. 8 pkt 1 i 2 ustawy zmienianej w art. 8, i nierozpatrzonego przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się art. 135a ust. 9 ustawy zmienianej w art. 8 w brzmieniu dotychczasowym.

Art. 18. Minister właściwy do spraw klimatu dokona pierwszej aktualizacji map potencjału odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 160e ust. 3 ustawy zmienianej w art. 8 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie do dnia 31 grudnia 2028 r.

Art. 19. 1. Sejmik województwa podejmuje uchwałę o przystąpieniu do sporządzenia planu obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 160g ust. 1 ustawy zmienianej w art. 8 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

2. Sejmik województwa uchwali po raz pierwszy plan lub plany obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 160g ust. 1 ustawy zmienianej w art. 8 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 20. Regionalny dyrektor ochrony środowiska sporządzi po raz pierwszy mapę lub mapy wrażliwości przyrody, o których mowa w art. 160h ust. 1 ustawy zmienianej w art. 8 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 21. Do postępowań w sprawie wymierzenia kar, o których mowa w art. 170 ust. 4 pkt 1 i 2 oraz ust. 7 pkt 1–3 ustawy zmienianej w art. 8 w brzmieniu dotychczasowym, wszczętych i niezakończonych ostateczną decyzją do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy ustawy zmienianej w art. 8, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

Art. 22. Przepis art. 24 ust. 1 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą stosuje się do okoliczności, które zaistniały od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 23. 1. Członkowie klastra energii utworzonego przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy mogą stosować art. 38ag ustawy zmienianej w art. 8 pod warunkiem uzupełnienia porozumienia klastra energii, o którym mowa w art. 38aa ust. 1, o postanowienia,

o których mowa w art. 38aa ust. 2 pkt 7 ustawy zmienianej w art. 8 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

2. Umowy, o których mowa w art. 38ag ust. 1 ustawy zmienianej w art. 8, zawarte z naruszeniem warunku, o którym mowa w ust. 1, są nieważne.

Art. 24. Klastry energii, o których mowa w art. 2 pkt 15a, ustawy zmienianej w art. 8, utworzone przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy są klastrami energii w rozumieniu art. 2 pkt 15a ustawy zmienianej w art. 8 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

Art. 25. 1. Wykaz spółdzielni energetycznych, o którym mowa w art. 38f ust. 2 ustawy zmienianej w art. 8 w brzmieniu dotychczasowym, z dniem wejścia w życie niniejszej ustawy staje się wykazem spółdzielni energetycznych działających na obszarach gmin wiejskich i miejsko-wiejskich w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej prowadzonym przez Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa, o którym mowa w art. 38f ust. 3 ustawy zmienianej w art. 8 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

2. Spółdzielnia energetyczna w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy zmienianej w art. 8, wpisana do wykazu spółdzielni energetycznych, o którym mowa w art. 38f ust. 3 ustawy zmienianej w art. 8 w brzmieniu dotychczasowym, z dniem wejścia w życie niniejszej ustawy staje się spółdzielnią energetyczną wpisaną do wykazu spółdzielni energetycznych działających na obszarach gmin wiejskich i miejsko-wiejskich w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej prowadzonego przez Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa, o którym mowa w art. 38f ust. 3 ustawy zmienianej w art. 8 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

3. Tworzy się wykaz spółdzielni energetycznych działających na obszarach gmin miejskich w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej prowadzony przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Art. 26. Przepisów:

- 1) art. 38c ust. 5a, art. 38e ust. 1 pkt 1, art. 38f ust. 2 i 3, art. 38g ust. 1, 6 i 6a, art. 38h ust. 1–3, art. 38i, art. 38j ust. 1 i 2, art. 38k, art. 38l ust. 1 i 4, art. 38m ust. 1 i 2, art. 38n ust. 1 i art. 40 ust. 1b pkt 2 ustawy zmienianej w art. 8 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą,
- 2) art. 38f ust. 4, art. 38g ust. 2 pkt 3 lit. h oraz ust. 6b, art. 38j ust. 1a, art. 38la ustawy zmienianej w art. 8 oraz art. 11 i art. 25,
- 3) art. 261 ust. 6 pkt 3 ustawy zmienianej w art. 10 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą

– nie stosuje się do dnia wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej wynikającej z tych przepisów z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez Komisję Europejską, że zmiana tych przepisów nie stanowi nowej pomocy publicznej.

Art. 27. 1. Maksymalny limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań samorządu województwa wynikających z rozdziału 7b ustawy zmienianej w art. 8 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą wynosi w:

- 1) 2026 r. – 2 645 030,11 zł;
- 2) 2027 r. – 2 671 571,28 zł;
- 3) 2028 r. – 2 738 541,08 zł;
- 4) 2029 r. – 2 804 451,28 zł;
- 5) 2030 r. – 2 874 372,71 zł;
- 6) 2031 r. – 2 946 232,03 zł;
- 7) 2032 r. – 3 019 887,83 zł;
- 8) 2033 r. – 3 095 385,03 zł;
- 9) 2034 r. – 3 172 769,65 zł;
- 10) 2035 r. – 3 252 088,90 zł.

2. Minister właściwy do spraw klimatu monitoruje wykorzystanie limitu wydatków, o którym mowa w ust. 1, oraz wdraża mechanizm korygujący, o którym mowa w ust. 3.

3. W przypadku przekroczenia lub zagrożenia przekroczenia przyjętego na dany rok budżetowy maksymalnego limitu wydatków określonego w ust. 1 oraz w przypadku gdy wielkość wydatków po pierwszym półroczu danego roku budżetowego wyniesie więcej niż 65 % limitu wydatków przewidzianych na dany rok, dysponent środków stosuje mechanizm korygujący polegający na obniżeniu kosztów realizacji zadań, o których mowa w ust. 1.

4. W przypadku gdy wielkość wydatków w poszczególnych miesiącach jest zgodna z planem finansowym, przepisu ust. 3 nie stosuje się.

Art. 28. 1. Maksymalny limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań Regionalnych Dyrektorów Ochrony Środowiska wynikających z rozdziału 7b ustawy zmienianej w art. 8 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą wynosi w:

- 1) 2026 r. – 2 645 030,11 zł;
- 2) 2027 r. – 2 671 571,28 zł;
- 3) 2028 r. – 2 738 541,08 zł;
- 4) 2029 r. – 2 804 451,28 zł;

- 5) 2030 r. – 2 874 372,71 zł;
- 6) 2031 r. – 2 946 232,03 zł;
- 7) 2032 r. – 3 019 887,83 zł;
- 8) 2033 r. – 3 095 385,03 zł;
- 9) 2034 r. – 3 172 769,65 zł;
- 10) 2035 r. – 3 252 088,90 zł.

2. Minister właściwy do spraw środowiska monitoruje wykorzystanie limitu wydatków, o którym mowa w ust. 1, oraz wdraża mechanizm korygujący, o którym mowa w ust. 3.

3. W przypadku przekroczenia lub zagrożenia przekroczenia przyjętego na dany rok budżetowy maksymalnego limitu wydatków określonego w ust. 1 oraz w przypadku gdy wielkość wydatków po pierwszym półroczu danego roku budżetowego wyniesie więcej niż 65 % limitu wydatków przewidzianych na dany rok, dysponent środków stosuje mechanizm korygujący polegający na obniżeniu kosztów realizacji zadań, o których mowa w ust. 1.

4. W przypadku gdy wielkość wydatków w poszczególnych miesiącach jest zgodna z planem finansowym, przepisu ust. 3 nie stosuje się.

Art. 29. 1. Maksymalny limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań wynikających z art. 18 niniejszej ustawy wynosi w:

- 1) 2026 r. – 0,00 zł;
- 2) 2027 r. – 0,00 zł;
- 3) 2028 r. – 1 000 000,00 zł;
- 4) 2029 r. – 0,00 zł;
- 5) 2030 r. – 0,00 zł;
- 6) 2031 r. – 0,00 zł;
- 7) 2032 r. – 0,00 zł;
- 8) 2033 r. – 0,00 zł;
- 9) 2034 r. – 0,00 zł;
- 10) 2035 r. – 0,00 zł.

2. Minister właściwy do spraw klimatu monitoruje wykorzystanie limitu wydatków, o którym mowa w ust. 1, oraz wdraża mechanizm korygujący, o którym mowa w ust. 3.

3. W przypadku przekroczenia lub zagrożenia przekroczenia przyjętego na dany rok budżetowy maksymalnego limitu wydatków określonego w ust. 1 oraz w przypadku gdy wielkość wydatków po pierwszym półroczu danego roku budżetowego wyniesie więcej niż 65

% limitu wydatków przewidzianych na dany rok, dysponent środków stosuje mechanizm korygujący polegający na obniżeniu kosztów realizacji zadań, o których mowa w ust. 1.

4. W przypadku gdy wielkość wydatków w poszczególnych miesiącach jest zgodna z planem finansowym, przepisu ust. 3 nie stosuje się.

Art. 30. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem art. 3, który wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2026 r., oraz art. 11, który wchodzi w życie z dniem 20 października 2026 r.

UZASADNIENIE

1. POTRZEBA I CEL WYDANIA USTAWY

Obecne regulacje zawarte w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2025 r. poz. 498), zwanej dalej „ustawą offshore wind”, nie zapewniają wystarczających podstaw do rozwoju morskiej energetyki wiatrowej (MEW) w Polsce. W celu przyspieszenia realizacji i poprawy warunków inwestycyjnych dla projektów morskich farm wiatrowych, dalej „MFW”, proponuje się również zmiany w innych obszarach, które zapewnią rozwiązania zmierzające do osiągnięcia skutecznego i zrównoważonego rozwoju MEW w Polsce.

W projekcie ustawy o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw, zwanym dalej „projektem ustawy”, są dokonywane zmiany w ramach wielu obszarów dotyczących morskiej energetyki wiatrowej, których wspólnym celem jest usprawnienie realizacji projektów morskiej energetyki, a także szeroko pojęty rozwój sektora energii odnawialnej zgodny z ambicjami redukcji emisyjności gospodarki i spełniania zobowiązań międzynarodowych.

Zmiany wprowadzane projektem ustawy są kolejnym krokiem we wspieraniu rozwoju morskiej energetyki wiatrowej (MEW), która stanowi jeden z fundamentów polskiej transformacji energetycznej, korzystnej z perspektywy cen energii, konkurencyjności polskiej gospodarki oraz tworzenia nowych miejsc pracy w Polsce w nadchodzących latach. Inwestycje w MEW, ze względu na zainstalowaną moc elektryczną, mają kluczowe znaczenie dla realizacji założonych przez polski rząd celów strategicznych w zakresie przyszłego miksu energetycznego oraz tempa realizacji transformacji polskiego sektora elektroenergetycznego.

Ponadto, dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652, dalej „dyrektywa RED III”, wprowadza nowe instrumenty służące do realizacji polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej, wynikające z art. 15b, art. 15c i art. 16a dyrektywy RED III. Ich implementacja stanowi istotny krok w procesie dalszego rozwoju OZE, zapewniając znaczące usprawnienie procesów inwestycyjnych związanych z budową i przyłączaniem do sieci instalacji odnawialnego źródła energii.

Aktualnie jednymi z kluczowych barier dalszego rozwoju energetyki odnawialnej, zarówno w Polsce, jak i innych państwach europejskich są złożone i czasochłonne procedury

administracyjne związane z uzyskiwaniem zezwoleń oraz przyłączaniem do sieci. W Polsce długość trwania procedur inwestycyjnych dla wielkoskalowej fotowoltaiki wynosi około 3 lat, natomiast dla lądowych farm wiatrowych około 7 lat, choć należy mieć na uwadze, że długość trwania procesu inwestycyjnego dla OZE jest uzależniona od różnych czynników, w tym m.in. od sprawności działań podejmowanych przez inwestorów. Niemniej niejednokrotnie największe wyzwanie w procesie inwestycyjnym OZE stanowią procedury przyłączeniowe i środowiskowe, jak również etap związany z lokalizacją inwestycji. Proponowane w tym projekcie przepisy mają natomiast przyczynić się do skrócenia ww. procesów przez określenie obszarów o największym potencjale do instalowania urządzeń OZE oraz umożliwienie wyznaczania konkretnych terenów, na których ich sytuowanie będzie przyspieszone w sposób systemowy (tzw. obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, dalej obszarów przyspieszonego rozwoju OZE” lub „OPRO”). Co do zasady mają być to obszary, gdzie instalacje OZE nie będą oddziaływały w znaczącym stopniu na środowisko.

Kolejno, przepisy ustawy z dnia 20 lutego 2015 roku o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361, z późn. zm.), dalej „ustawa OZE” narzucają ograniczenia lokalizacyjne dla tworzonych spółdzielni energetycznych do obszarów gmin wiejskich i miejsko-wiejskich. Projekt ustawy zakłada zmianę z art. 38e ust. 1 pkt 1 ustawy OZE, a w rezultacie umożliwienie partycypacji mieszkańcom gmin miejskich w spółdzielniach energetycznych.

Proponuje się również poprawę warunków funkcjonowania prosumenta lokatorskiego, przez zwiększenie możliwej mocy zainstalowanej instalacji OZE jak również zwiększenie możliwości dla jej lokalizacji. Projekt przewiduje również rozszerzenie listy celów wykorzystania środków pochodzących z depozytu.

2. AKTUALNY STAN PRAWNY W DZIEDZINIE, KTÓREJ DOTYCZY PROJEKT USTAWY

1. Zmiany w aukcyjnym systemie wsparcia morskiej energetyki wiatrowej

I. Warunkowa prekwalifikacja

Przepisy ustawy offshore wind gwarantują, że do aukcji zostaną dopuszczone jedynie takie projekty, które ze względu na stopień zaawansowania dają wysokie prawdopodobieństwo skutecznej realizacji. Uzyskanie niezbędnych pozwoleń i decyzji jest procesem czasochłonnym i wieloetapowym. Brak uzyskania wszystkich wymaganych dokumentów może spowodować brak możliwości wzięcia udziału wytwórcy w aukcji. W świetle bowiem art. 27 ust. 2 ustawy offshore wind Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: URE) odmawia wydania

zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji w przypadku gdy m.in. wniosek o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji nie spełnia wymagań określonych w przepisach, w gdy nie został do niego dołączony oryginał lub poświadczona kopia decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Brak przepisów w zakresie tzw. warunkowej prekwalfikacji, czyli możliwości uzyskania wstępnego zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji, stanowi istotny element, który wymaga uzupełnienia dla skutecznego przeprowadzenia aukcji.

II. Weryfikacja liczby wydanych zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji oraz wniosków o wydanie zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji

Przepisy ustawy offshore zobowiązują Prezesa URE do weryfikacji miesiąc przed terminem aukcji liczby wydanych zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji oraz wniosków o wydanie zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji, których termin rozpatrzenia upływa przed terminem sesji aukcji. W sytuacji, gdy liczba ta jest mniejsza niż 3 aukcji nie przeprowadza się, a maksymalna łączna moc zainstalowana elektryczna morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których miało zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze tej sesji aukcji, powiększa maksymalną łączną moc zainstalowaną elektryczną morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze kolejnej aukcji.

III. Umożliwienie przeprowadzenia aukcji interwencyjnej w 2026 r., w przypadku gdyby aukcja w 2025 r. nie została przeprowadzona lub rozstrzygnięta

Aukcyjny system wsparcia dla MFW zakłada przeprowadzenie pierwszej aukcji w 2025 r. Lata, w których przeprowadza się aukcje, zostały precyzyjnie określone w art. 29 ustawy offshore wind. Zgodnie z projektowanym w niniejszej nowelizacji stanem prawnym, aukcji nie rozstrzyga się, jeżeli zostały złożone mniej niż trzy ważne oferty spełniające wymagania określone w ustawie offshore wind (art. 30 ust. 6).

Fiasko pierwszej aukcji może doprowadzić do wystąpienia zjawiska tzw. luki inwestycyjnej, która skutkować może przeniesieniem zaangażowania dostawców komponentów i usług na inne rynki, a także spiętrzeniu się inwestycji. W razie niepowodzenia aukcji w 2025 r. dostępny w ramach tej aukcji wolumen zostanie przeniesiony na aukcję w 2027 r., co oznacza organizację aukcji z wolumenem aż 8 GW). Tak istotne spiętrzenie inwestycji w jednym okresie byłoby niekorzystne zarówno z punktu widzenia rozwoju polskiej gospodarki (odłożenie w czasie zamówień na usługi i komponenty oraz punktowe, duże zamówienia w jednym okresie), jak

i inwestorów – duża pula projektów realizowanych w całej Europie może oznaczać opóźnienia w ich realizacji. Finalnie, równoległa budowa tak istotnego wolumenu projektów może oznaczać nieoptymalne (z punktu widzenia odbiorcy końcowego) rozstrzygnięcia kosztowe (z uwagi na czasowe ograniczenia realizacji inwestycji po wygranej w aukcji, inwestorzy musieliby konkurować z dużą liczbą innych projektów o dostęp do usług i komponentów, windując tym samym ich ceny).

IV. Umożliwienie obszarom z I fazy uczestniczenie w aukcjach w odniesieniu do niewykorzystanej mocy

Brak jest w ustawie offshore wind rozwiązań pozwalających na wykorzystanie zasobów MEW w przypadku, w którym moc wskazana w decyzji lokalizacyjnej dla MFW i wydanych warunkach przyłączenia jest wyższa aniżeli moc, dla której przyznano wsparcie w ramach I fazy. Brak takiego rozwiązania zmniejsza podaż projektów oraz powoduje, że stosunkowo duże moce nie mogą uzyskać wsparcia.

V. Umożliwienie złożenia dwóch oddzielnych ofert aukcyjnych dla dwóch MFW zlokalizowanych w granicach tego samego obszaru wskazanego w załączniku 2 do ustawy offshore wind pod warunkiem posiadania osobnego wyprowadzenia mocy

Ustawa offshore wind nie precyzuje sytuacji złożenia oddzielnych ofert aukcyjnych dla MFW zlokalizowanych w granicach tego samego obszaru. Obowiązuje jedynie ogólna norma wyrażona w art. 26 ust. 1 ustawy offshore wind, zgodnie z którą prawo do pokrycia ujemnego salda może być przyznane w drodze aukcji wytwórcy, który uzyskał zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji oraz wytworzy energię elektryczną po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji w MFW zlokalizowanej w granicach obszaru określonego w załączniku nr 1 lub 2 do ustawy. Brak uregulowań w tym zakresie skutkuje niepewnością prawną, która może mieć wpływ na skuteczne rozstrzygnięcie aukcji.

VI. Dostosowanie przepisów do rozliczania ujemnego salda w całości lub części w euro

W ustawie offshore wind przewidziano delegację ustawową do wydania obwieszczenia, w którym ogłasza się kurs wymiany euro, jedynie względem I fazy systemu wsparcia. Została ona uregulowana w art. 25a ustawy offshore wind. Brak analogicznego rozwiązania w odniesieniu do II fazy systemu wsparcia wymusza konieczność uzupełnienia luki prawnej.

VII. Zmiana sposobu waloryzacji wsparcia w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4

Dotychczasowe przepisy ustawy offshore wind, przewidujące w art. 38 ust. 5 coroczną waloryzację wsparcia przyznanego uczestnikowi aukcji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego, określonym w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”, są problematyczne z punktu widzenia przewidywalności inwestycji. Nie regulują one bowiem sytuacji, w której średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych znacznie przekroczy wartość średniookresowego celu inflacyjnego określonego przez Radę Polityki Pieniężnej w założeniach polityki pieniężnej. Brak długofalowej przewidywalności co do wysokości średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem powoduje brak stabilności w szacunkach finansowych i może skutkować dużym ryzykiem dla projektów.

VIII. Doprecyzowanie i uproszczenie procedury dopuszczenia do udziału w aukcji i zasad składania ofert w aukcji

Aktualne przepisy art. 26 i art. 31 ustawy offshore wind nie są wystarczająco precyzyjne. Odnoszą się do kilku miejsc przyłączenia MFW, mimo że MFW jest przyłączana tylko w jednym miejscu. Także nie wskazują, że chodzi o daną MFW.

Ponadto aktualne brzmienia art. 26 ust. 5 pkt 6 ustawy offshore wind obliguje wytwórcę do potwierdzenia ustanowienia zabezpieczenia oraz – w przypadku ustanowienia kaucji – przekazania numer rachunku bankowego prowadzonego w złotych. Ponadto art. 26 ust. 6 ustawy offshore wind obliguje wytwórcę do załączenia do wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji informacji określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 37 ust. 6 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej.

W związku z tym, że zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji jest ważne 36 miesięcy i sytuacja wytwórcy przez ten czas może się znacznie zmienić, skuteczniejszym od obowiązku dołączenia potwierdzenia ustanowienia zabezpieczenia (przy pozostawieniu obowiązku jego ustanowienia) rozwiązaniem będzie wymaganie pod rygorem karnym złożenia przez wytwórcę oświadczenia, że przedsiębiorstwo nie znajduje się w trudnej sytuacji.

2. Pokrycie ujemnego salda w przypadku redysponowania MFW na zasadach rynkowych

Aktualnie przepisy ustawy offshore wind przewidują rekompensaty dla wytwórców energii w MFW w przypadku redysponowania na zasadach nierynkowych. Podstawę prawną w tym

zakresie stanowi art. 40 ust. 3 ustawy offshore wind, zgodnie z którym w przypadku braku możliwości wprowadzenia całości lub części energii elektrycznej wytworzonej w MFW do sieci na skutek redysponowania MFW przez operatora systemu przesyłowego (OSP) lub operatora systemu dystrybucyjnego (OSD), nieopartego na zasadach rynkowych, wytwórca w zakresie ilości energii elektrycznej, która nie została wprowadzona do sieci w wyniku tego redysponowania, przysługuje prawo do rekompensaty finansowej, z wyjątkiem przypadku, w którym umowa przyłączeniowa nie gwarantuje niezawodnych dostaw energii oraz do pokrycia ujemnego salda w przypadku, w którym umowa przyłączeniowa nie gwarantuje niezawodnych dostaw energii.

Wynika to z faktu, że w trakcie prac nad ustawą offshore wind MFW nie były traktowane jak Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi (JWCD). W związku ze zmianami zasad funkcjonowania rynku bilansującego MFW przyłączone do sieci przesyłowej będą miały obowiązek aktywnego uczestnictwa w bilansowaniu systemu w ramach rynku bilansującego. Aktywne uczestnictwo w rynku bilansującym polega m.in. na składaniu ofert na dostawę energii bilansującej i mocy bilansujących. Oferty te są kształtowane indywidualnie przez uczestników rynku bilansującego. Bilansowanie systemu elektroenergetycznego w ramach rynku bilansującego jest oparte na zasadach rynkowych. Z tego względu wszelkie działania w ramach rynku bilansującego (redukcja generacji lub wymuszenie generacji) są oparte również na zasadach rynkowych.

Ponadto, umowy o przyłączenie do sieci morskich farm wiatrowych przyłączanych do sieci przesyłowej zawierają obligatoryjnie postanowienia dot. braku gwarancji pełnego wyprowadzenia mocy z tych farm w okresie 7 lat od otrzymania przez właściwego operatora informacji o uzyskaniu przez daną farmę prawa do pokrycia ujemnego salda. Po upływie tego terminu – zgodnie z art. 54 ustawy offshore wind – operator ma obowiązek zagwarantowania niezawodnego wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych, które uzyskały prawo do pokrycia ujemnego salda.

W związku z tym, że wszystkie MFW będą przyłączone do sieci przesyłowej, obowiązkowo będą one objęte obowiązkiem aktywnego uczestnictwa w rynku bilansującym, a tym samym – w stosunku do żadnej z nich nie zajdzie okoliczność redysponowania na zasadach nierynkowych. Oznacza to, że intencja ustawodawcy dotycząca zagwarantowania MFW formy rekompensaty (prawa do pokrycia ujemnego salda od Zarządcy Rozliczeń) z tytułu ograniczania produkcji MFW w wyniku redysponowania również w 7-letnim okresie, o którym mowa powyżej, nie zostanie zrealizowana.

Zgodnie z § 2 pkt 11 rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2023 r. poz. 819), jednostka wytwórcza centralnie dysponowana (JWCD) stanowi moduł wytwarzania energii:

- a) przyłączony do sieci przesyłowej elektroenergetycznej albo
- b) cieplny kondensacyjny o mocy osiągalnej równej 100 MW lub wyższej przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV lub szczytowo-pompowy przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV, albo
- c) przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV inny niż określony w lit. b, którym operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego dysponuje na podstawie odrębnych umów zawartych z wytwórcą energii elektrycznej i operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci ten moduł wytwarzania energii jest przyłączony.

Zgodnie z obecnie obowiązującym stanem prawnym, wszystkie JWCD generalnie funkcjonują na tych samych zasadach na rynku bilansującym – muszą składać oferty dotyczące redukcji ich generacji na polecenie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

Zasady rozliczania redysponowania w ramach rynku bilansującego rozróżniają jednak sytuację, w której wytwórca posiada gwarancję niezawodnych dostaw (pełnego wyprowadzenia energii) od sytuacji wytwórcy, który takiej gwarancji nie posiada. W pierwszym przypadku rozliczenie redysponowania następuje po wyższej (max) z dwóch cen: cenie ofertowej redukcji i cenie wymuszonego odbioru energii z rynku bilansującego. W drugim przypadku z kolei rozliczenie odbywa się po najwyższej (max) z trzech cen, uwzględniając także cenę krańcową wyznaczoną w ramach rynku bilansującego. W związku z kierunkami znaków na rynku bilansującym, dodatnia cena odbioru energii oznacza konieczność zapłaty przez wytwórcę za redukcję jego produkcji, natomiast ujemna cena odbioru energii oznacza płatność od operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego do wytwórcy za redukcję. Tym samym w przypadku braku gwarancji niezawodnych dostaw energii, redukowana MFW może być rozliczana po cenie krańcowej, która może być wyższa (mniej korzystna dla wytwórcy) niż jego cena ofertowa i wyższa niż administracyjnie wyznaczona cena wymuszonego odbioru energii z rynku bilansującego (która gwarantuje sumaryczne uzyskanie przez wytwórcę przychodu na poziomie wynikającym z ceny referencyjnej w ramach kontraktu różnicowego). Wytwórca nie będzie miał zatem możliwości mitygacji ryzyka utraty przychodów do czasu zapewnienia przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego gwarancji niezawodnych dostaw

energii. Stąd proponowane rozwiązania przyznają wytwórcy możliwość uzyskania od Zarządcy Rozliczeń prawa do pokrycia ujemnego salda jako formy rekompensaty za ograniczenie produkcji w wyniku redysponowania w przypadku braku gwarancji pełnego wyprowadzenia mocy.

Brak wprowadzenia przedmiotowej zmiany doprowadzi do braku rekompensat dla wytwórców w okresie 7-letniego terminu, o którym mowa w art. 54 ustawy offshore wind, a w konsekwencji może skutkować opóźnieniem realizacji projektów morskich farm wiatrowych do czasu upływu tego terminu, aby nie rozpoczynać produkcji nie mając gwarancji pełnego wyprowadzenia mocy i nie posiadając prawa do rekompensaty z tytułu potencjalnych ograniczeń produkcji w wyniku poleceń operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

W związku z tym przepisy dotyczące możliwości pokrycia ujemnego salda wymagają dostosowania do sytuacji redysponowania na zasadach rynkowych w okresie, w którym operator systemu elektroenergetycznego nie gwarantuje niezawodnych dostaw energii.

3. Sprzedaż energii w okresie tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION) MFW

W aktualnie obowiązującym stanie prawnym istnieje co prawda możliwość sprzedaży energii elektrycznej z MFW w okresie oddawania ich do użytkowania na rynku bilansującym. Konsekwencją takiej sytuacji jest jednak brak konieczności informowania operatora systemu przesyłowego o prognozowanej produkcji energii elektrycznej, co z kolei może spowodować znaczące utrudnienia w bilansowaniu systemu w czasie rzeczywistym oraz koszty tego bilansowania. Obecnie obowiązujące przepisy ustawy offshore wind nie regulują jednak praw i obowiązków takiego wytwórcy, zasad rozliczania energii elektrycznej w tym okresie ani statusu tej energii, jak również procedury wydawania tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION) pomimo występowania takich rozwiązań na poziomie unijnym, tj. w rozporządzeniu 2016/631.

4. Umożliwienie mikroprzesunięć fundamentów morskich turbin wiatrowych lub stacji elektroenergetycznych

Obecnie przepisy ustawy offshore wind umożliwiają zmianę rozmieszczenia morskich turbin wiatrowych lub innych elementów MFW. Zgodnie z art. 81 ustawy offshore wind, zmiana rozmieszczenia morskich turbin wiatrowych lub innych elementów MFW oraz urządzeń wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w ramach lokalizacji określonej pozwoleniem na wnoszenie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich dla MFW (PSZW), nie stanowi istotnego odstępienia od

zatwierdzonego projektu zagospodarowania działki lub terenu oraz projektu architektoniczno-budowlanego lub innych warunków pozwolenia na budowę. Zmiana taka jest jednak obwarowana szeregiem warunków i wymaga zgody właściwego dyrektora urzędu morskiego. Do tych warunków należą niemożliwe do przewidzenia wcześniej uwarunkowania geologiczne oraz brak konieczności zmiany PSZW lub decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Dyrektor urzędu morskiego może wydać ewentualną zgodę w terminie 14 dni od wpłynięcia wniosku. Dodatkowym obostrzeniem w przypadku zajścia konieczności zmian rozmieszczenia morskich turbin wiatrowych lub innych elementów MFW oraz urządzeń wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy jest możliwość odmowy udzielenia zgody, jeżeli zmiana taka wpłynie niekorzystnie na bezpieczeństwo żeglugi oraz środowisko. Co więcej będzie ona wymagała aktualizacji ekspertyz i planów, nie później niż na 90 dni przed planowaną datą pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w MFW lub jej części.

Instalacja infrastruktury na morzu jest przedsięwzięciem bardzo skomplikowanym oraz niezwykle kosztownym. Ze względu na czynniki atmosferyczne, zakłócenia urządzeń pomiarowych czy niespodziewane uwarunkowania geologiczne, nawet zachowując najwyższe standardy należytej staranności, może dojść do nieznacznego przesunięcia morskich turbin wiatrowych lub innych elementów MFW względem zatwierdzonego projektu zagospodarowania działki lub terenu oraz projektu architektoniczno-budowlanego lub innych warunków pozwolenia na budowę. 14-dniowy czas oczekiwania na zgodę dyrektora urzędu morskiego oraz możliwość jej odmowy ze względów bezpieczeństwa żeglugi morskiej czy środowiskowych, a także konieczność sporządzenia aktualizacji ekspertyz i planów prowadzi niepotrzebnie do opóźnienia i utrudnień w realizacji inwestycji.

5. Współdzielenie przez więcej niż jedną MFW tej samej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub ich elementów

W chwili obecnej nie ma w ustawie offshore wind przepisów precyzujących sposób prawidłowego wyposażenia MFW w systemy pomiarowo-rozliczeniowe i rozliczania ujemnego salda w przypadku współwykorzystania przez więcej niż jedną morską farmę wiatrową tej samej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub ich elementów. Niezbędne jest zatem uregulowanie tej kwestii w rozdziale pt. zasady przyłączania wytwórców do sieci i rozporządzania zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz morską farmą wiatrową, a także innych przepisach, na które powyższe współdzielenie może mieć wpływ.

Współdzielenie przez więcej niż jedną MFW tej samej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub ich elementów może zostać uznane za tzw. cable pooling, czyli instytucję umożliwiającą przyłączenie do sieci elektroenergetycznej w jednym miejscu dwóch lub większej liczby instalacji odnawialnego źródła energii, które mogą należeć do jednego lub kilku wytwórców. Przepisy art. 7 ust. 1f ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266, z późn. zm.) nie wprowadzają ograniczenia, że przyłączane instalacje odnawialnych źródeł energii powinny należeć do różnych rodzajów instalacji. Zasadne jest zatem, m.in. ze względu na rozliczenie ujemnego salda, uregulowanie tej kwestii w przepisach przez wskazanie wprost, że wobec ww. współdzielenia nie mają zastosowania przepisy o cable pooling.

6. Niezbędne doprecyzowania w zakresie etapowania inwestycji

Art. 10 ustawy offshore wind zawiera wzór określający sposób obliczenia ceny skorygowanej stanowiącej podstawę wypłaty ujemnego salda, w przypadku gdy na realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy została przyznana pomoc inwestycyjna. Elementem tego wzoru jest m.in. ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, w oparciu o moc zainstalowaną elektryczną morskiej farmy wiatrowej, objętą wnioskiem o udzielenie lub zmianę koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej. Jednocześnie art. 7 ust. 2 ustawy offshore wind przewiduje, w związku z możliwością realizacji inwestycji etapami, możliwość etapowego występowania z wnioskiem do Prezesa URE o udzielenie koncesji. Zgodnie z tym przepisem, w przypadku gdy MFW jest budowana i oddawana do użytkowania etapami, ilość energii elektrycznej, dla której wytwórca ma prawo wystąpić o pokrycie ujemnego salda oblicza się w oparciu o każdorazową moc zainstalowaną elektryczną MFW wynikającą z koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej wydanej wytwórcy dla ukończonych etapów budowy.

Może zatem dojść do sytuacji, w której cena skorygowana będzie wyliczana w oparciu o wartość udzielonego wsparcia inwestycyjnego dotyczącego całej morskiej farmy wiatrowej. Prowadzić to może do znacznego jej obniżenia, a tym samym zaniżenia poziomu wsparcia. W związku z powyższym, przepisy dotyczące sposobu obliczania pomocy inwestycyjnej powinny uwzględniać sytuację etapowego uzyskiwania koncesji. Tym bardziej, że zgodnie z art. 10 ust. 3 ustawy offshore wind, wartość pomocy inwestycyjnej oblicza się na dzień złożenia wniosku o udzielenie koncesji.

7. Czas pracy w portach morskich lub bazach serwisowych

Obecne przepisy szeroko pojętego prawa pracy nie są w pełni dostosowane do specyficznego charakteru zadań związanych z budową i obsługą serwisową MFW i powiązanej infrastruktury.

Zgodnie z obowiązującymi regulacjami, odnośnie do czasu pracy osób znajdujących się w portach morskich, terminalach instalacyjnych lub bazach serwisowych, zastosowanie mają przepisy działu VI ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. – Kodeks Pracy (Dz. U. z 2023 r. poz. 1465 oraz z 2024 r. poz. 878, 1222, 1871 i 1965). Obowiązują jednak również uregulowania szczególne w zakresie pracy na morzu, jak np. ustawa z dnia 5 sierpnia 2015 r. o pracy na morzu (Dz. U. z 2023 r. poz. 2257) oraz ustawa z dnia 23 maja 1991 r. o pracy na morskich statkach handlowych (Dz. U. z 2014 r. poz. 430), mające jednak zastosowanie do pracy na statkach morskich.

Pracowników znajdujących się na lądzie, co do zasady obowiązuje 8-godzinny czas pracy. Na podstawie art. 135 ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. – Kodeks Pracy, jeżeli jest to uzasadnione rodzajem pracy lub jej organizacją, jest dopuszczalne przedłużenie dobowego wymiaru czasu pracy, nie więcej jednak niż do 12 godzin, w okresie rozliczeniowym nieprzekraczającym 1 miesiąca. Zgodnie zaś z art. 136 Kodeksu Pracy przy pracach polegających na dozorze urządzeń lub związanych z częściowym pozostawianiem w pogotowiu do pracy może być stosowany system równoważnego czasu pracy, w którym jest dopuszczalne przedłużenie dobowego wymiaru czasu pracy, nie więcej jednak niż do 16 godzin, w okresie rozliczeniowym nieprzekraczającym 1 miesiąca. Jednocześnie na podstawie art. 138 Kodeksu Pracy przy pracach, które ze względu na technologię produkcji nie mogą być wstrzymane (praca w ruchu ciągłym), może być stosowany system czasu pracy, w którym jest dopuszczalne przedłużenie czasu pracy do 43 godzin przeciętnie na tydzień w okresie rozliczeniowym nieprzekraczającym 4 tygodni, a jednego dnia w niektórych tygodniach w tym okresie dobowy wymiar czasu pracy może być przedłużony do 12 godzin. Za każdą godzinę pracy powyżej 8 godzin na dobę w dniu wykonywania pracy w przedłużonym wymiarze czasu pracy pracownikowi przysługuje dodatek do wynagrodzenia, o którym mowa w art. 1511 § 1 pkt 1 Kodeksu Pracy. Jednocześnie w świetle art. 133 Kodeksu Pracy o minimalnym tygodniowym odpoczynku od pracy, pracownikowi przysługuje w każdym tygodniu prawo do co najmniej 35 godzin nieprzerwanego odpoczynku, obejmującego co najmniej 11 godzin nieprzerwanego odpoczynku dobowego.

Tymczasem pracownicy znajdujący się na lądzie, wykonujący pracę w terminalach instalacyjnych i serwisowych dla morskich farm wiatrowych, a także w stacji elektroenergetycznej na lądzie, powinni, ze względu na specyficzny charakter realizowanych

zadań związanych z budową i obsługą serwisową MFW i powiązanej infrastruktury oraz ścisły związek zadań wykonywanych w portach i na morzu, podlegać tym samym normom czasu pracy, co pracownicy wykonujący pracę na morzu. Wykonywanie prac w portach morskich, terminalach instalacyjnych lub bazach serwisowych (na lądzie) jest ściśle powiązane z realizacją zadań polegających na instalacji i serwisie morskich turbin wiatrowych czy też wykonywaniem takich prac w odniesieniu do zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy (na morzu). Prace te powinny odbywać się w sposób skoordynowany i jednocześnie. Specyficzny charakter pracy w portach morskich, terminalach instalacyjnych lub bazach serwisowych przeznaczonych do celów obsługi budowy, eksploatacji lub likwidacji MFW lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, polega na konieczności natychmiastowego dostarczenia lub naprawy urządzeń technicznych w sposób pozwalający na zapewnienie kontynuacji dostaw energii elektrycznej. Ze względu na trudne warunki panujące na morzu reakcja odpowiednich służb wymaga jednak dużo dłuższego okresu zaangażowania niż ma to miejsce w odniesieniu do urządzeń technicznych znajdujących się na lądzie. Specyfika instalacji morskich turbin wiatrowych czy zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy polega również na konieczności zapewnienia ciągłości działań przez wiele dni w celu ukończenia skomplikowanych procesów związanych z tą instalacją.

8. Uniemożliwienie ponownego przyznania wsparcia dla danego projektu MFW, który wsparcie otrzymał, na zasadach określonych w rozdziale 3 albo rozdziale 4

Aktualne przepisy ustawy offshore wind (art. 19) przewidują potencjalną możliwość wycofania danego projektu MFW ze wsparcia w ramach I fazy systemu wsparcia przez złożenie stosownego oświadczenia, co otwiera drogę, aby móc wystartować z danym projektem MFW w aukcji.

Ustawa offshore wind nie zawiera przepisów zakazujących rezygnacji z prawa do pokrycia ujemnego salda. Należy bowiem wyraźnie podkreślić, że wzięcie udziału w systemie wsparcia jest uprawnieniem, nie zaś obowiązkiem inwestora. Działając w granicach swobody prowadzonej przez siebie działalności powinien być on uprawniony do rezygnacji z przyznanych, na jego wniosek uprawnień. Tym bardziej, w sytuacji, w której pomoc nie została jeszcze udzielona. Zważywszy na to, że wsparcie przyznaje się w drodze decyzji, inwestorzy będący ich stroną mogą skorzystać z możliwości, które dają ogólne przepisy postępowania administracyjnego, tj. art. 155 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2024 r. poz. 572).

Możliwość ponownego przyznania wsparcia dla projektu MFW, który z tego wsparcia zrezygnował, mogłaby powodować że inwestorzy będą wstrzymywać realizację projektów MFW, w przypadku gdy w fazie aukcyjnej mogliby otrzymać wyższe wsparcie. Takie działanie prowadziłoby nie tylko do zagrożenia osiągnięcia celów strategicznych, ale także powodowałoby „kanibalizację” mocy aukcyjnych.

9. Zmiana katalogu okoliczności uniemożliwiających wytwórcy realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym

W toku uzgodnień, opiniowania i konsultacji publicznych projektu ustawy zgłoszono uwagi wskazujące, że zawarty w art. 24 ustawy offshore wind katalog okoliczności uniemożliwiających wytwórcy realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym nie jest wystarczający i powinien uwzględniać też takie okoliczności jak stan zagrożenia epidemicznego lub epidemii oraz awarię krajowego systemu elektroenergetycznego.

10. Zmiana reguł wydatkowych

Reguła wydatkowo unormowana w art. 112 ustawy offshore wind przewidywała środki dla Prezesa URE na działania związane z zapewnieniem prawidłowości funkcjonowania Internetowej Platformy Aukcyjnej w zakresie obsługi MFW. W celu ujednolicenia podejścia dla wszystkich źródeł OZE zdecydowano się na zmianę źródła finansowania w taki sposób, że koszty utrzymania, rozbudowy i modyfikacji Internetowej Platformy Aukcyjnej w zakresie obsługi MFW, pokrywa operator rozliczeń energii odnawialnej. W związku z powyższym zaistniała konieczność obniżenia limitu wydatków przewidzianych dla Prezesa URE w latach 2025–2030.

Reguła wydatkowa unormowana w art. 113 ustawy offshore wind przewidująca środki finansowe do 2030 r. na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw klimatu nie koresponduje z obecnym wzrostem wynagrodzeń w sferze budżetowej jak również zmianą obciążenia w wykonywaniu zadań ministra właściwego do spraw klimatu oraz ministra właściwego do spraw środowiska. Wg przyjętych kilka lat temu rozwiązań, na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw klimatu wynikających z ustawy offshore wind przewidziano środki w wysokości jedynie 266 029,58 zł rocznie, przyjmując jednocześnie ten sam poziom wydatków na ten cel dla ministra właściwego do spraw środowiska.

Obecne limity nie są dostosowane do charakteru realizowanych obowiązków, które wymagają szczegółowej wiedzy eksperckiej i znacznego doświadczenia. Szczególnie duże obciążenie wynika z zadań nałożonych na ministra właściwego do spraw klimatu, dlatego proponuje się przeniesienie na ministra właściwego do spraw klimatu limitu wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw środowiska.

Podobnie zawarta w obecnie obowiązującym art. 115 ustawy offshore wind reguła wydatkowa określająca limit wydatków dla Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska oraz Regionalnych Dyrektorów Ochrony Środowiska w Gdańsku i w Szczecinie na wykonywanie zadań wynikających z ustawy również wymaga dostosowania do wzrostu wynagrodzeń w sferze budżetowej. Reguła ustala maksymalne kwoty wydatków na lata 2021–2030, z czego w roku 2021 limitem jest 350 tys. zł a w kolejnych latach limit wynosi 588 tys. zł. Do obliczeń przyjęto wówczas 7 etatów. Daje to średnią wysokość wynagrodzenia na poziomie ok. 5400 zł miesięcznie z uwzględnieniem dodatków i nagród okresowych, niezmiennie przez 10 lat. Jest to kwota znacznie poniżej średniej w Generalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska oraz w Regionalnych Dyrekcjach Ochrony Środowiska. Wg stanu na koniec 2024 r. średnie wynagrodzenie w jednostkach, których dotyczy reguła wydatkowa wynosi od 8,3 tys. zł do 10,9 tys. zł miesięcznie. Zauważyć przy tym należy, że wynagrodzenie w korpusie służby cywilnej wzrosło m.in. w związku z podwyższaniem w ustawach budżetowych w latach 2021–2025 kwoty bazowej, tj.:

- 2022 – 4,4% wzrost przeciętnego wynagrodzenia;
- 2023 – 7,8% wzrost kwoty bazowej;
- 2024 – 20% wzrost kwoty bazowej;
- 2025 – 5% wzrost kwoty bazowej.

Zrozumiała jest zatem konieczność aktualizacji reguły, również ze względu na brak ujęcia waloryzacji, co jest niezgodne z wytycznymi Ministra Finansów.

11. Modyfikacje redakcyjno-techniczne w celu wyeliminowania wątpliwości interpretacyjnych

- zmiana definicji MFW

Zgodnie z obecnie obowiązującą definicją MFW stanowi ona instalację, w skład której wchodzi oprócz morskich turbin wiatrowych oraz stacji elektroenergetycznych na morzu jedynie sieć średniego napięcia. Ze względu na znaczną moc MFW zasadne jest rozszerzenie tej definicji o sieć wysokiego napięcia.

- zniesienie nadmiarowego rygoru natychmiastowej wykonalności decyzji administracyjnych w przedmiocie zatwierdzenia dokumentacji geologicznej

Zgodnie z obecnie obowiązującym art. 77 ust. 1 ustawy offshore wind, decyzje administracyjne w przedmiocie zatwierdzenia projektu robót geologicznych sporządzonego w celu określenia warunków geologiczno-inżynierskich na potrzeby posadowienia MFW oraz urządzeń i obiektów wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, a także w przedmiocie zatwierdzenia dokumentacji geologicznej w ww. zakresie podlegają natychmiastowemu wykonaniu. W odniesieniu do tych drugich decyzji utrzymanie rygoru natychmiastowej wykonalności jest bezcelowe, gdyż decyzje zatwierdzające dokumentacje geologiczne nie podlegają wykonaniu.

- ujednolicenie nomenklatury

Ustawa offshore wind w kilku miejscach niekonsekwentnie posługuje się pojęciem „przedsiębiorstwa energetycznego” lub „przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej” zamiast pojęciem występującym w przeważającej części przepisów ustawy, tj. „operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego”.

12. Ustawa o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej

a. wydłużenie terminu ważności pozwoleń i uzgodnień lokalizacyjnych dla MFW oraz zespołu urządzeń wyprowadzających moc

Zgodnie z art. 23 ust. 6 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2024 r. poz. 1125), zwanej dalej „ustawą o obszarach morskich”, PSZW w przypadku MFW jest wydawane na okres od dnia, w którym decyzja stała się ostateczna, do upływu 30 lat liczonych od dnia, w którym rozpoczęto wykorzystanie tej MFW. W świetle zaś art. 23 ust. 6c pkt 2 ustawy o obszarach morskich, jeżeli w ciągu 5 lat od dnia rozpoczęcia budowy nie zostanie podjęte wykorzystywanie sztucznej wyspy, konstrukcji i urządzeń stwierdzone jest wygaśnięcie PSZW.

Ponadto, zgodnie z art. 26 ust. 5 ustawy o obszarach morskich, pozwolenie na lokalizację kabli jest wydawane na okres od dnia, w którym decyzja stała się ostateczna, do upływu 30 lat od dnia, w którym rozpoczęto wykorzystanie MFW. W świetle zaś ust. 6 pkt 2 tego artykułu, jeżeli w okresie 15 lat od dnia, w którym decyzja o pozwoleniu na lokalizację kabli, stała się ostateczna, nie zostanie podjęte wykorzystywanie tych kabli organ, który wydał pozwolenie, stwierdza jego wygaśnięcie.

Zgodnie z art. 66a ust. 2 ustawy o obszarach morskich, jeżeli w okresie 15 lat od dnia wydania PSZW inwestor nie uzyska pozwolenia na budowę dla całości albo części przedsięwzięcia objętego tym pozwoleniem, organ, który wydał pozwolenie, stwierdza, w drodze decyzji, wygaśnięcie tego pozwolenia. Zgodnie z ust. 3 tego artykułu, inwestor będzie mógł jednak ubiegać się o wydłużenie ww. 15-letniego terminu. Jeżeli inwestor, nie później niż 60 dni przed upływem powyższego okresu złoży organowi, który wydał pozwolenie, wyjaśnienia na piśmie i dokumenty potwierdzające podjęcie wszystkich czynności wymaganych przez prawo, zmierzających do uzyskania pozwolenia na budowę dla całości albo części przedsięwzięcia, termin ten zostanie przedłużony na czas niezbędny do uzyskania pozwolenia na budowę, jednak nie dłuższy niż 2 lata od dnia, w którym upłynął 15-letni termin od dnia wydania PSZW. W świetle ust. 5, jeżeli w ww. okresach inwestor nie rozpocznie układania kabli wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, dla których wydano pozwolenia i uzgodnienia, organ, który wydał te pozwolenia i uzgodnienia, stwierdzi ich wygaśnięcie.

Powyższe uregulowania stwarzają ryzyko, że w szczególności dla tych PSZW, które zostały wydane w 2012 roku mogą one wygasnąć przed rozstrzygnięciem aukcji. Wygaśnięcie tych pozwoleń powoduje konieczność wszczęcia procedury ponownego przyznawania PSZW dla danego obszaru co może skutkować znacznym opóźnieniem osiągnięcia celów oraz transformacji energetycznej Polski.

b. tworzenie stref bezpieczeństwa dla MFW

Obecnie funkcjonują ogólne regulacje dotyczące tworzenia stref bezpieczeństwa. Zgodnie z nimi wokół sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń lub ich zespołów rozumianych jako grupa sztucznych wysp, konstrukcji lub urządzeń znajdujących się od siebie nie dalej niż 1000 m, a także kabli lub rurociągów lub ich grup, właściwy dyrektor urzędu morskiego może, w drodze zarządzenia, ustanowić strefy bezpieczeństwa, sięgające nie dalej niż 500 m od każdego punktu ich zewnętrznej krawędzi, chyba że co innego wynika z przyjętych standardów międzynarodowych.

Dodatkowo, istnieją szczegółowe regulacje w przypadku działalności polegającej na poszukiwaniu, rozpoznawaniu lub wydobywaniu węglowodorów ze złóż w granicach obszarów morskich Rzeczypospolitej Polskiej, których brakuje w odniesieniu do MFW, co jest konieczne dla zapewnienia bezpieczeństwa procesu inwestycyjnego w zakresie MFW.

c. niezbędne uproszczenia terminologiczne

W obowiązującym stanie prawnym, zarówno w ustawie o obszarach morskich jak i w ustawie z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim (Dz. U. z 2025 r. poz. 883) brak jest doprecyzowania na czym polega rozpoczęcie budowy MFW. Obowiązujące w tym zakresie przepisy, odnoszą się albo do rozpoczęcia budowy (art. 23 ust. 6c pkt 2) albo jak w przypadku tej drugiej ustawy w zakresie certyfikat zgodności projektowej (art. 113g ust. 1 pkt 1) do rozpoczęcia robót budowlanych dotyczących morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń. W związku z czym niezbędne jest doprecyzowanie na czym polega rozpoczęcie budowy w przypadku MFW.

d. wyłączenie możliwości wnioskowania o pozwolenie lub uzgodnienie lokalizacyjne dla kabli MFW w oparciu o wstępne warunki przyłączenia

Aktualnie w przypadku wniosku dotyczącego zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementów – wnioskodawca dołącza także oryginały lub poświadczone kopie wstępnych warunków przyłączenia albo warunków przyłączenia albo umowy lub umów o przyłączenie do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej dla morskiej farmy wiatrowej, z której wyprowadzana będzie moc za pomocą zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementów, objętych wnioskiem.

Wstępne warunki przyłączenia MFW nie stanowią zobowiązania operatora systemu przesyłowego do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Operator systemu przesyłowego może wydać wstępne warunki przyłączenia MFW w zakresie mocy przekraczającej moc dostępną w danym miejscu przyłączenia.

Z uwagi na fakt, że wstępne warunki przyłączenia zmieniają się w warunki przyłączenia dopiero po wygraniu aukcji przez dany podmiot, to należy zapobiec sytuacji, w której podmioty ze wstępnymi warunkami przyłączenia, które nie wygrały aukcji, zablokują podmiotom, które wygrały aukcje możliwość wnioskowania o pozwolenie/uzgodnienie lokalizacyjne dla kabli wyprowadzający moc z MFW w najkorzystniejszych miejscach.

13. Prawo budowlane - definicja budowli

W świetle definicji budowli zawartej w art. 3 pkt 3 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane przez budowlę należy przez rozumieć każdy obiekt budowlany niebędący budynkiem lub obiektem małej architektury, jak: obiekty liniowe, lotniska, mosty, wiadukty, estakady, tunele, przepusty, sieci techniczne, wolno stojące maszty antenowe, wolno stojące trwale związane z gruntem tablice reklamowe i urządzenia reklamowe, budowle ziemne, obronne (fortyfikacje), ochronne, hydrotechniczne, zbiorniki, wolno stojące instalacje

przemysłowe lub urządzenia techniczne, oczyszczalnie ścieków, składowiska odpadów, stacje uzdatniania wody, konstrukcje oporowe, nadziemne i podziemne przejścia dla pieszych, sieci uzbrojenia terenu, budowle sportowe, cmentarze, pomniki, a także części budowlane urządzeń technicznych (kotłów, pieców przemysłowych, elektrowni jądrowych, elektrowni wiatrowych, morskich turbin wiatrowych i innych urządzeń) oraz fundamenty pod maszyny i urządzenia, jako odrębne pod względem technicznym części przedmiotów składających się na całość użytkową. Na gruncie obowiązującego prawa pojawiają się więc wątpliwości co do kwalifikacji morskich turbin wiatrowych jako budowli. Aktualnie na terenie całej Unii Europejskiej morskie turbiny wiatrowe (bez fundamentów i elementów przejściowych) traktowane są jako urządzenia, które w całości stanowią jedną maszynę i są produkowane i wprowadzane na rynek zgodnie z Dyrektywą maszynową. W konsekwencji morskie turbiny wiatrowe są projektowane, wytwarzane i montowane zgodnie z normą IEC 61400 oraz normami zharmonizowanymi. W związku z czym, niezbędne jest wyeliminowanie wątpliwości interpretacyjnych w celu zapewnienia stabilnego klimatu inwestycyjnego.

Jednocześnie, definicja budowli zawarta w ustawie – Prawo budowlane różni się od definicji budowli zawartej w ustawie z dnia 12 stycznia 1991 r. o podatkach i opłatach lokalnych w części dotyczącej biogazowni i biogazowni rolniczej – co może prowadzić do wystąpienia wątpliwości interpretacyjnych. Celem zapewnienia jednolitych przepisów w tym zakresie zasadne jest uzupełnienie definicji budowli zawartej w ustawie – Prawo budowlane o zapisy wskazujące, że budowlą są również biogazownie, biogazownie rolnicze oraz biometanownie.

14. Ustawa o bezpieczeństwie morskim

a. zdefiniowanie personelu przemysłowego

W świetle obecnych przepisów, personel przemysłowy wykonujący zadania na specjalistycznych jednostkach typu CTV (Crew Transfer Vessel), SOV (Service Operations Vessel) czy instalacyjnych, traktowany jest jak zwykli pasażerowie. Obecnie serwis MFW zakłada udział powyżej 12 członków takiego personelu, co zgodnie z art. 5 pkt. 4 ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim, kwalifikuje statek przewożący pracowników do morskich farm wiatrowych jako statek pasażerski.

Ustawa z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim nie definiuje ani nie uwzględnia wyłączenia z definicji pasażera pracowników, którzy będą zaangażowani w prace związane z budową i instalacją MFW. W świetle art. 5 pkt 10c tej ustawy, przez pasażera należy rozumieć każdą osobę, z wyjątkiem kapitana i członków załogi lub innych osób zatrudnionych na statku

lub wykonujących zadania na statku dla jego potrzeb oraz dziecka w wieku poniżej jednego roku życia. Wiąże się to z szeregiem konsekwencji wynikających m.in. z prawa pracy, w tym bezpieczeństwa pracy na morzu i innych gałęzi prawa. Istnieje więc konieczność wprowadzenia nowej definicji personelu przemysłowego, która pozwoli na sprawniejsze i bezpieczniejsze realizowanie zadań z zakresu budowy i obsługi morskich farm wiatrowych.

b. udostępnianie danych niezbędnych do sporządzenia ekspertyz technicznych

Zgodnie z art. 113c ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim wytwórcy energii elektrycznej w MFW są obowiązani do sporządzenia ekspertyzy technicznej w zakresie oceny wpływu MFW i zespołu urządzeń na systemy obronności państwa, w tym na system zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej, morskiej łączności radiowej oraz system kontroli służb ruchu lotniczego Sił Zbrojnych RP. Ekspertyzy podlegają zatwierdzeniu przez Ministra Obrony Narodowej (MON). Jednocześnie brak jest przepisów przewidujących udostępnianie inwestorowi informacji niezbędnych do ich sporządzenia. Tym samym ww. ekspertyzy mogą nie spełniać oczekiwań MON co będzie skutkowało niewypełnieniem ustawowego obowiązku. Jednocześnie zgodnie z zasadą praworządności wyrażoną w art. 7 Konstytucji RP, powtórzoną w art. 6 KPA, organy władzy publicznej działają na podstawie i w granicach prawa. Nieuregulowanie tej kwestii ustawowo, zwalnia więc MON z jakiegokolwiek obowiązku dzielenia się z inwestorem informacjami niezbędnymi do sporządzenia ww. ekspertyzy.

c. ponoszenie kosztów związanych z kompensacją negatywnego wpływu MFW na systemy obronności i bezpieczeństwa państwa

W świetle obowiązującego art. 113d ust. 3 ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim w przypadku gdy z ekspertyz wyniknie konieczność instalacji urządzeń niezbędnych z punktu widzenia obronności lub bezpieczeństwa państwa, w tym ochrony granicy państwowej na morzu, poszczególne elementy MFW udostępnia się bez wynagrodzenia jednostkom organizacyjnym podlegającym Ministrowi Obrony Narodowej oraz ministrowi właściwemu do spraw wewnętrznych, jeżeli jest to niezbędne do wykonywania zadań tych jednostek lub w celu instalacji urządzeń służących wykonywaniu tych zadań, pod warunkiem że urządzenia te nie będą zakłócać prawidłowego działania morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń. Jednocześnie przepisy nie wskazują kto ponosi koszty związane z kompensacją negatywnego wpływu MFW lub zespołu urządzeń wynikające z ekspertyz, co może prowadzić do sporów i opóźnień w realizacji inwestycji w MFW.

Niezbędne jest zatem prawne sprecyzowanie podmiotów odpowiedzialnych za poniesienie kosztów kompensacji negatywnego oddziaływania MFW, nie dające powodów do różnej interpretacji przepisu. Należy przy tym zwrócić uwagę, że pozostawienie ponoszenia ww. kosztów po stronie wojska byłoby bardzo niekorzystne dla inwestorów MFW, gdyż do czasu pozyskania na ten cel środków finansowych przez wojsko (co jest mało prawdopodobne, biorąc pod uwagę brak interesu prawnego, jak i fakt aktualnego spełnienia potrzeb obronnych na przedmiotowym obszarze morskim) oraz do czasu zamontowania stosownych urządzeń kompensujących, MFW nie mogłaby być dopuszczona do użytkowania, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim - inwestor uzależniony byłby od działań wojska.

d. sprawdzenie spełnienia założeń i wniosków ujętych w ekspertyzach technicznych dotyczących wpływu MFW na systemy obronności państwa, po ich realizacji

Zgodnie z art. 113e ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim, nie później niż na 90 dni przed planowaną datą pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w MFW lub jej części przeprowadza się pomiary, testy i badania niezbędne do weryfikacji poprawności założeń i wniosków zawartych w ekspertyzach, o których mowa w art 113b ust 1 pkt 2 i 3, czyli w:

- ekspertyzie technicznej w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń na polskie obszary morza A1 i A2 Morskiego Systemu Łączności w Niebezpieczeństwie i dla Zapewnienia Bezpieczeństwa (GMDSS) oraz na System Łączności Operacyjnej Morskiej Służby Poszukiwania i Ratownictwa;
- ekspertyzie technicznej w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń na Krajowy System Bezpieczeństwa Morskiego;

Jednocześnie dokumentację z tych pomiarów, testów i badań oraz informację na temat ich wyników i stwierdzonych na ich podstawie niezgodności założeń i wniosków zawartych w tych ekspertyzach inwestor jest zobowiązany przekazać nie później niż na 60 dni przed planowaną datą pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w MFW. Brakuje jednocześnie takiego obowiązku w odniesieniu do ekspertyz technicznych w zakresie oceny wpływu MFW i zespołu urządzeń na systemy obronności państwa, w tym na system zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej, morskiej łączności radiowej oraz system kontroli służb ruchu lotniczego Sił Zbrojnych RP oraz na system zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej i morskiej łączności radiowej Straży Granicznej.

e. terminy dot. certyfikatu zgodności projektowej

Zgodnie z obecnie obowiązującym art. 113g ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim certyfikat zgodności projektowej należy uzyskać przed zawiadomieniem organu nadzoru budowlanego o zamierzonym terminie rozpoczęcia robót budowlanych dotyczących MFW lub zespołu urządzeń. Skutkuje to dużą luką czasową między rozpoczęciem robót a faktycznym rozpoczęciem docelowych prac budowlanych na rzecz MFW oraz zespołu urządzeń, tj. instalacji fundamentów oraz układania kabli, a w efekcie koniecznością ponownej certyfikacji.

f. eksploatacja statków związanych z budową i obsługą serwisową MFW i powiązanej infrastruktury

Obecne przepisy UBM nie są w pełni dostosowane do sytuacji, w której do zadań związanych z budową i obsługą serwisową MFW i powiązanej infrastruktury będą kontraktowane specjalistyczne jednostki morskie typu CTV lub SOV pod obcą banderą. Statki podlegające umowom międzynarodowym posiadają certyfikaty konwencyjne wydane w oparciu o przepisy międzynarodowe. W odniesieniu do jednostek niekonwencyjnych, a więc statków niepodlegających umowom międzynarodowym brakuje jednolitego standardu akceptowanego przez poszczególne administracje. Proponowane przepisy mają na celu dopuszczenie jednostek niekonwencyjnych do operowania w żegludze krajowej i ustanowienia niedyskryminacyjnych przepisów – armatorzy jednostek pod obcą banderą będą musieli spełnić takie same wymagania jak armatorzy jednostek pod polską banderą, a w przepisach ustawy zaproponowano sposób weryfikacji spełniania tych wymagań.

15. Ustawa o pracy na morzu - specjalistyczne statki techniczne

Aktualne przepisy UBM dotyczące czasu pracy na specjalistycznych statkach technicznych nie są w pełni klarowne. Nie jest precyzyjnie wyjaśnione czy statki instalacyjne dla morskich farm wiatrowych, kablewce do układania kabli podmorskich czy statki badawcze są uznawane za specjalistyczne statki techniczne.

Wg Polskiego Rejestru Statków¹ statek specjalistyczny to statek odpowiednio wyposażony i przeznaczony do wykonywania zadań specjalistycznych oraz przewozu personelu specjalistycznego.

Do statków tych zalicza się:

¹ https://apps.prs.pl/rules/archive/pl/Czesc_1/2021/MOR_C1_01_2021.pdf

- statki badawcze, ekspedycyjne i inspekcyjne,
- statki szkolne,
- statki przetwórcze przeznaczone do przetwórstwa ryb i innych żywych zasobów morza, nieprowadzące ich połowu,
- inne statki specjalnego przeznaczenia, których cechy konstrukcyjne, wyposażenie lub sposób eksploatacji są specyficzne, np. okręty wojenne.

16. Zwolnienie z opłaty za grunty pokryte wodami Skarbu Państwa stref ochronnych i stref bezpieczeństwa dla kabli MFW

W aktualnie obowiązującym stanie prawnym, w odniesieniu do gruntów pod strefami ochronnymi na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego, w tym strefami bezpieczeństwa, o których mowa w art. 24 ustawy o obszarach morskich, stosuje się normalne (takie jak dla innych gruntów pokrytych wodami stanowiącymi własność Skarbu Państwa) zasady dotyczące wyznaczania i wysokości opłaty rocznej co stanowi niewspółmierne obciążenie dla inwestorów w stosunku do faktycznego zakresu ich wykorzystania.

Zgodnie z obowiązującymi przepisami zawartymi w art. 262 ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne (Dz. U. z 2024 r. poz. 1087, z późn. zm.), maksymalna stawka opłaty rocznej za użytkowanie 1 m² gruntu nie może być wyższa niż 10-krotność obowiązującej w danym roku górnej granicy stawki podatku od nieruchomości. Wysokość jednostkowych stawek opłaty rocznej jest określona w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 28 grudnia 2017 r. w sprawie wysokości jednostkowych stawek opłaty rocznej za użytkowanie gruntów pokrytych wodami (Dz. U. poz. 2496). Zgodnie z § 2 ust. 1 pkt 6 lit. aa ww. rozporządzenia, układanie i utrzymywanie kabli na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego stanowiących zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub część tego zespołu – wynosi 0,02 zł za 1 m² powierzchni gruntu stanowiącej rzut akwenu przeznaczonego na realizację i eksploatację przedsięwzięcia określonego w PSZW, albo 1 m² powierzchni gruntu stanowiącej rzut akwenu wyznaczonego przez lokalizację sieci przesyłowej, oraz powierzchni gruntu objętego strefą ochronną przedsięwzięcia, która powoduje ograniczenie w użytkowaniu gruntu pokrytego wodami, inną niż strefa ochronna. Zgodnie z art. 24 ustawy o obszarach morskich, strefy bezpieczeństwa są ustalane przez dyrektora urzędu morskiego nie dalej niż 500 m od każdego punktu ich zewnętrznej krawędzi, chyba że inny zasięg strefy jest dozwolony przez powszechnie przyjęte standardy międzynarodowe lub zalecony przez właściwą organizację międzynarodową. Biorąc zatem pod uwagę znaczny obszar przedsięwzięcia oraz

powierzchnię stref ochronnych, obciążenie inwestorów opłatą roczną może być znaczne, co może przełożyć się na koszt energii dla odbiorców końcowych. W związku z powyższym celowe jest zwolnienie z opłaty rocznej dla stref ochronnych przedsięwzięć związanych z realizacją inwestycji w MFW, a także infrastruktury operatora sieci przesyłowej elektroenergetycznej.

17. Mapowanie obszarów niezbędnych do wniesienia krajowych wkładów w realizację ogólnego celu unijnego w zakresie energii odnawialnej wyznaczonego na 2030 r. oraz ramy prawne dla wyznaczania OPRO

Do 2030 r. UE ma zwiększyć udział energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu energii końcowej do co najmniej 42,5%, z ambicją dojścia do 45%, co pozwoli na redukcję emisji gazów cieplarnianych o 55% w stosunku do 1990 r., wypełniając tym samym cele wyznaczone w pakiecie „Fit for 55”.

Z uwagi na narastający problem jaki stanowią złożone i czasochłonne procedury administracyjne związane z uzyskiwaniem niezbędnych zezwoleń na projekty OZE, dla skutecznej realizacji ww. celów, największy nacisk w prawodawstwie unijnym położony został na tzw. „permitting”, czyli wszelkie działania mające na celu skracanie czasu na wydawanie niezbędnych pozwoleń inwestycyjno-budowlanych i przyłączanie instalacji OZE do sieci.

Dyrektywa RED III w art. 15b, art. 15c i art. 16a wprowadza nowe instrumenty służące do realizacji polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej. Art. 15b mówi o potrzebie zmapowania obszarów niezbędnych do wniesienia krajowych wkładów w realizację ogólnego celu unijnego w zakresie energii odnawialnej wyznaczonego na 2030 r. oraz określenia krajowego potencjału i dostępnego obszaru lądowego, podpowierzchniowego, wód morskich lub wód śródlądowych, który jest niezbędny do instalacji elektrowni OZE, a także powiązanej z nimi infrastruktury, takiej jak instalacje sieciowe i magazynowe, w tym do magazynowania energii cieplnej. Powstałe mapy zasobów powinny zostać udostępnione za pośrednictwem odpowiedniego kanału cyfrowego. Z kolei art. 15c określa wyznaczenie obszarów przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych, które mają stanowić podzbiór obszarów, o których mowa w art. 15b, i które nie będą oddziaływały w znaczącym stopniu na środowisko. Art. 16a odnosi się natomiast do wymogów związanych z procedurą wydawania zezwoleń na obszarach przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych.

Proponowane w niniejszym projekcie przepisy mają zatem zapewnić systemowe rozwiązanie ograniczeń inwestycyjnych przez umożliwienie wyznaczania obszarów o największym

potencjale do instalowania urządzeń OZE, na których ich sytuowanie będzie podlegać szczególnym, uproszczonym zasadom.

Brak uregulowań w obecnie obowiązującym stanie prawnym w tym zakresie oraz konieczność wdrożenia prawa UE, wymaga wprowadzenia do krajowego porządku prawnego nowych rozwiązań.

Projektowane przepisy jednocześnie realizują kamienie milowe określone w ramach reformy G3.1.1 Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania odporności (KPO). Pierwszy z nich zakłada opracowanie mapy potencjału dla instalacji PV oraz instalacji wiatrowych na lądzie (kamień milowy G1L), z kolei drugi wypracowanie ram prawnych dla wyznaczania obszarów akceleracji dla instalacji fotowoltaicznych i instalacji wiatrowych na lądzie (kamień milowy G2L).

18. Inne zmiany

a. Działalność spółdzielni energetycznych w gminach miejskich

Podstawą działania spółdzielni energetycznych jest lokalne wytwarzanie energii elektrycznej, ciepła, biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu w instalacjach odnawialnego źródła energii, stanowiących własność spółdzielni energetycznej lub jej członków, a następnie zaopatrywanie w nie wytwórców i odbiorców będących członkami tej spółdzielni. Chociaż definicja spółdzielni energetycznej została wprowadzona do polskiego prawa już w 2016 roku, w ramach nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 22 czerwca 2016 r. (Dz. U. poz. 925), do rozwoju tych kooperatyw przyczynił się głównie wprowadzony w 2019 roku dedykowany dla nich mechanizm wsparcia. W ramach ustawy z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1524) wprowadzone zostały przepisy określające, że nadwyżka energii elektrycznej wytworzonej z instalacji OZE członka spółdzielni nad energią skonsumowaną przez pozostałych członków jest rozliczana ze sprzedawcą energii elektrycznej w ramach systemu opustów w stosunku 1:0,6. Energia może być odebrana do 12 miesięcy od jej przekazania. Pozostałe 40 % energii jest przeznaczone na pokrycie kosztów opłaty dystrybucyjnej, co oznacza że członkowie nie ponoszą żadnych dodatkowych kosztów związanych z dystrybucją energii. Dodatkowo, mechanizm obejmuje:

- a) zwolnieniu z opłat dystrybucyjnych,
- b) zwolnieniu z opłat OZE, mocowej i kogeneracyjnej, oraz

- c) zwolnieniu z podatku akcyzowego, o ile łączna zainstalowana moc elektryczna wszystkich zainstalowanych źródeł wytwórczych nie przekracza 1 MW.

Spółdzielnia energetyczna zapewnia korzyści jej członkom, w szczególności energię tańszą niż na rynku przez wykorzystanie lokalnie dostępnych zasobów energetycznych. W wyniku współpracy prowadzonej w ramach spółdzielni energetycznej zwiększa się bezpieczeństwo energetyczne dla jej członków, gdyż energia zużywana i bilansowana jest lokalnie, na małym obszarze.

Jednakże, obowiązujące przepisy uniemożliwiają tworzenie spółdzielni energetycznych na obszarach gmin miejskich. Zgodnie bowiem z art. 38e ust. 1 pkt 1 ustawy OZE, spółdzielnia energetyczna może prowadzić działalność wyłącznie na obszarze gminy wiejskiej lub miejsko-wiejskiej w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej lub na obszarze nie więcej niż 3 tego rodzaju gmin bezpośrednio sąsiadujących ze sobą. Stanowi to niewątpliwą barierę dla rozwoju energetyki obywatelskiej w ośrodkach miejskich, gdzie w szczególności zainteresowanie tą formą społeczności energetycznych przejawiają spółdzielnie mieszkaniowe, wspólnoty mieszkaniowe oraz gminy. Chociaż istnieją również inne formy społeczności energetycznych, takie jak klastry energii czy obywatelskie społeczności energetyczne, formy te zakładają inną formę działalności oraz mechanizmy funkcjonowania, a z tego względu, nie stanowią zamienników dla spółdzielni energetycznych. Należy podkreślić jednocześnie, że zgodnie z obecnym stanem prawnym mieszkańcy gmin wiejskich i miejsko-wiejskich mają możliwość partycypacji w obu ww. formach kooperatyw. Dodatkowo jako organ prowadzący wykaz spółdzielni energetycznych działających na obszarach gmin miejskich wskazano Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

b. Funkcjonowanie prosumenta lokatorskiego

Prosument lokatorski, przeznaczony dla spółdzielni i wspólnot mieszkaniowych, umożliwia rozliczanie nadwyżek energii elektrycznej z mikroinstalacji w systemie net-billing w formie pieniężnej, która trafia na wskazane konto bankowe z przeznaczeniem na rozliczenie zobowiązań prosumenta z tytułu zakupu energii elektrycznej, obniżenie opłat związanych z lokalami mieszkalnymi w budynku oraz obniżenie opłat związanych z lokalami mieszkalnymi w innych budynkach o przeważającą funkcji mieszkalnej, których części wspólne są zarządzane przez tego prosumenta. Mikroinstalacja posiadana przez prosumenta lokatorskiego musi być zlokalizowana na budynku wielolokalowym.

c. Proces zakupu energii przez jednostki samorządu terytorialnego w ramach klastra energii

Zgodnie z obecnie obowiązującymi regulacjami zawartymi w art. 4 Prawa zamówień publicznych (PZP) jednostki samorządu terytorialnego (JST) mają obowiązek stosować przepisy PZP do wszelkich zamówień klasycznych oraz organizowania konkursów, których wartość jest równa lub przekracza kwotę 130 000 złotych, która wynika z art. 2 ust. 1 pkt 1 PZP, w tym do zakupu energii elektrycznej, ciepła lub paliw. Zgodnie z art. 16 pkt 1 PZP przeprowadzenie takiego postępowania musi zapewniać m.in. zachowanie uczciwej konkurencji oraz równe traktowanie wykonawców.

Na tle zasad dotyczących współpracy w zakresie produkcji energii elektrycznej, ciepła lub paliw wytworzonych w ramach klastra energii, czyli działalności która realizuje najważniejszy cel powołania klastra, jakim jest stworzenie lokalnego obszaru bilansowania, wyłania się konieczność stosowania przepisów ustawy PZP przez JST. W tym kontekście JST identyfikują sprzeczność między koniecznością stosowania tej regulacji a istotą klastrów energii. Zdaniem JST obowiązek zawierania odpłatnych umów cywilnoprawnych (np. na dostawy energii) w ramach konkurencyjnej procedury, otwartej na udział wielu wykonawców jest trudny do pogodzenia z podstawowym czynnikiem motywującym JST do zaangażowania w tworzenie klastra, jakim jest możliwość nabywania tańszej energii wytworzonej w strukturze klastra.

d. Miarkowanie kar dla wytwórców energii elektrycznej w instalacjach OZE

Dotychczas przepisy ustawy o odnawialnych źródłach energii wskazywały na sztywny, nie podlegający możliwości stopniowania czy też miarkowania poziom wysokości kary, w kwocie 1000 lub 10 000 PLN, za naruszenia w przypadku, gdy wytwórca:

- nie przestrzega obowiązku, o którym mowa w art. 40 ust. 2 lub 6 (art. 168 ust. 9 ustawy OZE)
- nie przedkłada w terminie Prezesowi URE sprawozdania, o którym mowa w art. 9 ust. 1 pkt 7 lub ust. 1a pkt 6 ustawy OZE, lub podaje w tym sprawozdaniu nieprawdziwe informacje (art. 168 pkt 11 ustawy OZE);
- nie przedkłada Prezesowi URE oświadczenia, o którym mowa w art. 70b ust. 3 pkt 6 albo art. 83m ust. 3 pkt 6 ustawy OZE, lub podaje w tym oświadczeniu nieprawdziwe informacje (art. 168 pkt 11b ustawy OZE);

- nie przekazuje w terminie informacji, o których mowa w art. 5 ust. 1 lub 2, albo w art. 12 ust. 1 ustawy OZE, lub podaje nieprawdziwe informacje (art. 168 pkt 12 ustawy OZE);
- wytwarza energię elektryczną lub ciepło z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji bez wpisu do rejestru wytwórców energii w małej instalacji lub niezgodnie z treścią tego wpisu (art. 168 pkt 14 ustawy OZE);
- wytwarza biogaz na potrzeby biometanu lub wytwarza biometan z biogazu bez wpisu do rejestru wytwórców biogazu, lub niezgodnie z treścią tego wpisu (art. 168 pkt 14a ustawy OZE);
- nie przekazuje w terminie Prezesowi URE informacji, o której mowa w art. 39 ust. 7 i 9, art. 39a ust. 7, 9 i 11, art. 70b ust. 11a, art. 83 ust. 1 pkt 2, art. 83m ust. 11 i art. 83q ust. 6, 8 i 10 ustawy OZE, lub przekazuje nieprawdziwą informację (art. 168 pkt 16 ustawy OZE);
- nie przekazuje w terminie Prezesowi URE oświadczeń, o których mowa w art. 70b ust. 11b pkt 1 i 2 i art. 83 ust. 1 pkt 4 lit. a i b ustawy OZE, lub opinii, o których mowa w art. 70b ust. 11b pkt 3 i art. 83 ust. 1 pkt 4 lit. c ustawy OZE (art. 168 pkt 16a ustawy OZE);
- utrudnia przeprowadzenie kontroli wykonywanej przez Prezesa URE (art. 168 pkt 17);
- nie przekazuje w terminie Prezesowi URE informacji, o której mowa w art. 44 ust. 15 ustawy OZE, lub podaje nieprawdziwą informację (art. 168 pkt 18 ustawy OZE);
- wytwarza biogaz rolniczy lub biometan z biogazu rolniczego w instalacji odnawialnego źródła energii lub wytwarza energię elektryczną z biogazu rolniczego w instalacji odnawialnego źródła energii innej niż mikroinstalacja bez wpisu do rejestru wytwórców biogazu rolniczego, o którym mowa w art. 23 ustawy OZE, lub niezgodnie z treścią tego wpisu (art. 168 pkt 20 ustawy OZE);
- wytwarza biopłyny lub wytwarza energię elektryczną wyłącznie z biopłynów bez wpisu do rejestru wytwórców biopłynów, o którym mowa w art. 34 ust. 1 ustawy OZE, lub niezgodnie z treścią tego wpisu (art. 168 pkt 21 ustawy OZE);
- nie przekazuje w terminie Dyrektorowi Generalnemu KOWR sprawozdania, o którym mowa w art. 22 ust. 1, art. 25 pkt 6, art. 35 ust. 1 pkt 6 lub art. 38m pkt 2 ustawy OZE, lub podaje w tym sprawozdaniu nieprawdziwe informacje (art. 168 pkt 22 ustawy OZE);
- nie przekazuje w terminie informacji, o których mowa w art. 20 ust. 1-3, w art. 28 ust. 1 ustawy OZE, lub podaje nieprawdziwe informacje (art. 168 pkt 23 ustawy OZE);
- utrudnia przeprowadzenie kontroli, o której mowa w art. 33, art. 34 ust. 1 lub art. 38n ustawy OZE (art. 168 pkt 24 ustawy OZE);

- nie przekazuje Prezesowi URE sprawozdania, o którym mowa w art. 38ad ust. 1 ustawy OZE, albo uzupełnionego sprawozdania, w terminie określonym w art. 38ad ust. 3 ustawy OZE (art. 168 pkt 27 ustawy OZE);
- nie przekazuje Prezesowi URE w terminie sprawozdania, o którym mowa w art. 54b ust. 2 pkt 1 ustawy OZE (art. 168 pkt 29 ustawy OZE).

Powyższe uniemożliwiało organom wymierzającym karę zgodnie z art. 169 ustawy OZE, tj. Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki i Dyrektorowi Generalnemu Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa, dostosowanie wysokości kary to wagi przewinienia.

e. Współczynnik 0,5 dla świadectw pochodzenia w instalacjach spalania wielopaliwowego

W art. 184i ustawy OZE określono, że energii elektrycznej z OZE wytworzonej z instalacji spalania wielopaliwowego, z wyłączeniem dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego, przysługuje świadectwo pochodzenia skorygowane współczynnikiem 0,5. Jednocześnie termin obowiązywania tego przepisu ustalono na dzień 31 grudnia 2025 r., co, bez zmiany tego terminu, oznaczałoby jego rychłe wygaśnięcie.

f. Rozporządzenie dotyczące aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r.

Art. 184n ustawy OZE jest jednorazową delegacją ustawową dla Rady Ministrów do wydania w terminie do dnia 30 września 2025 r. rozporządzenia określającego maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r. Jednocześnie, ze względu na brak zakończenia procedury notyfikacji tego systemu wsparcia, aukcje operacyjne w 2025 r. nie odbędą się. Stąd istnieje potrzeba przesunięcia tych aukcji i wydania przedmiotowego rozporządzenia na rok kolejny.

g. Spełnienie kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych przez paliwa z biomasy

Obecne brzmienie ustawy o odnawialnych źródłach energii prowadzi do wewnętrznej sprzeczności przepisów dotyczących obowiązku spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych przez paliwa z biomasy wykorzystywane w instalacjach, o których mowa w art. 135a ust. 8 tej ustawy – kwestia dotyczy brzmienia ust. 8 i 9 art. 135a ww. ustawy. Dodatkowo, treść art. 135a ust. 9 ustawy o odnawialnych źródłach energii zawiera brzmienie niezgodne z art. 29 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania

stosowania energii ze źródeł odnawialnych, dalej „dyrektywy RED II”. Należy tym samym dokonać zmiany brzmienia ww. przepisu celem eliminacji występującej sprzeczności – co pozwoli na prawidłowe wyliczanie wartości całkowitej nominalnej mocy cieplnej instalacji w przypadku, w którym moc ta nie została określona w dokumentacji, o której mowa w art. 2 pkt 4aa ustawy o odnawialnych źródłach energii.

3. PROPONOWANE ROZWIĄZANIA

1. Zmiany w aukcyjnym systemie wsparcia morskiej energetyki wiatrowej

I. Warunkowa prekwalifikacja

Zaproponowane zmiany w art. 27 ust. 2a, 5–7 ustawy offshore wind mają na celu zapewnienie możliwości uzyskania warunkowej prekwalifikacji do aukcji z uwagi na trwające postępowania administracyjne w przedmiocie uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla MFW oraz niepewnością związaną z terminem ich zakończenia.

Przewiduje się, że Prezes URE będzie wydawał zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji pod warunkiem dostarczenia decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przed odbyciem się aukcji, tzw. wstępne zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji.

Jednocześnie elastyczne podejście w tym obszarze nie stworzy dodatkowych ryzyk po stronie Państwa odnośnie do dopuszczenia do aukcji jedynie „wiarygodnych” projektów z poniższych względów.

Termin ważności wstępnego zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji wynosiłby 12 miesięcy od dnia jego wydania. Termin ten nie mógłby być dłuższy niż termin ważności dokumentów, o których mowa w art. 26 ust. 5 pkt 1 i 3 ustawy offshore wind, czyli wstępnych warunków przyłączenia albo umowy lub umów o przyłączenie MFW do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej i PSZW. Wstępne zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji nie będzie uprawniało do udziału w aukcji. Prezes URE w terminie 14 dni od uzupełnienia przez wytwórcę wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji o decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach, będzie dokonywał ponownej oceny formalnej tego wniosku i wydawał zaświadczenie o dopuszczeniu do udziału w aukcji albo odmawiał jego wydania.

II. Weryfikacja liczby wydanych zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji oraz wniosków o wydanie zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji

Proponuje się usunięcie z ustawy offshore wind przepisów, które zobowiązują Prezesa URE do weryfikacji przed aukcją liczby wydanych ważnych zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji oraz wniosków o wydanie zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji, których termin rozpatrzenia upływa przed terminem przeprowadzenia aukcji, tj. usunięcie art. 30 ust. 4 ustawy offshore wind i preredagowanie ust. 5 i 6. Zmiana tych przepisów umożliwi rozpatrywanie przez Prezesa URE wniosków tuż przed aukcją, a co za tym idzie poprawi konkurencyjność i skuteczność aukcji. Zmiana polegająca na rezygnacji z przepisu nakładającego obowiązek na Prezesa URE ma charakter deregulacyjny.

III. Umożliwienie przeprowadzenia aukcji interwencyjnej w 2026 r. w przypadku gdyby aukcja w 2025 r. nie została rozstrzygnięta

Ponadto art. 15 pkt 2 projektu ustawy ma na celu umożliwienie przeprowadzenia w 2026 r. aukcji (interwencyjnej) w odniesieniu do mocy z aukcji z 2025 r., gdyby aukcji w 2025 r. nie udało się nie rozstrzygnąć z powodu złożenia mniej niż trzech ważnych ofert spełniających wymagania określone w ustawie. Do aukcji interwencyjnej co do zasady będą miały zastosowanie przepisy dotyczące aukcji głównych.

IV. Umożliwiono obszarom z I fazy uczestniczenie w aukcjach w odniesieniu do niewykorzystanej mocy

Zaproponowane przede wszystkim w art. 26 ust. 1c i 1d oraz art. 33 ust. 2a i 2b ustawy offshore wind oraz art. 14 projektu ustawy wprowadzają rozwiązania umożliwiające efektywne wykorzystanie zasobów mocowych z obszarów, na których są umiejscowione projekty z I fazy systemu wsparcia. Niektóre projekty z I fazy nie wykorzystują w pełni zasobu obszaru, na którym są zlokalizowane. Dlatego, aby efektywnie wykorzystać dany obszar, proponuje się umożliwienie ulokowania w ramach II fazy systemu wsparcia drugiej morskiej farmy wiatrowej na danym obszarze, pod następującymi warunkami:

- 1) moc zainstalowana elektryczna drugiej morskiej farmy wiatrowej nie może być większa niż różnica między maksymalną mocą zainstalowaną elektryczną wynikającą z PSZW wydanego dla przedsięwzięcia zlokalizowanego w granicach danego obszaru określonego w załączniku nr 1 do ustawy, a mocą zainstalowaną elektryczną farmy zlokalizowanej w granicach obszaru określonego w załączniku nr 1, dla której wytwórca uzyskał prawo do pokrycia ujemnego salda w ramach I fazy wsparcia,
 - warunki przyłączenia, wydane dla tej mocy na podstawie oświadczenia z art. 48 ustawy offshore wind, muszą ulec zmianie we wstępne warunki przyłączenia,

- w celu uniknięcia sytuacji, w której moc z tzw. I fazy mogłaby „skonsumować” w aukcji moc zaplanowaną dla II fazy, ograniczono do 200 MW sumaryczną moc projektów z obszarów objętych załącznikiem nr 1 do ustawy offshore wind, w stosunku do której przyznane może zostać wsparcie w drodze aukcji.

Jednocześnie, jeżeli w wyniku złożenia ofert zostałyby przekroczony limit 200 MW, oferty te nie wygrywają aukcji, a przy rozstrzyganiu aukcji będą brane pod uwagę następne w kolejności oferty z najniższą ceną energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej.

Jednocześnie w przepisie przejściowym (art. 12) szczegółowo określono kwestię zmiany wydanych warunków przyłączenia albo zawartej umowy o przyłączenie morskiej farmy wiatrowej w zakresie mocy stanowiącej różnicę między mocą zainstalowaną elektryczną wynikającą z wydanych warunków przyłączenia albo z zawartej umowy o przyłączenie morskiej farmy wiatrowej, a mocą zainstalowaną elektryczną, o której mowa w art. 16 ust. 2 pkt 1, art. 18 ust. 4 lub art. 22 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, na wstępne warunki przyłączenia. Uregulowano m.in. takie kwestie jak termin zmiany, zwrot zabezpieczenia pomniejszonego o zwrot kosztów poniesionych na realizację przyłączenia oraz powrotu do dotychczasowych warunków przyłączenia lub umowy o przyłączenie MFW.

V. Umożliwienie złożenia dwóch oddzielnych ofert aukcyjnych dla dwóch MFW zlokalizowanych w granicach tego samego obszaru wskazanego w załączniku 2 do ustawy offshore wind pod warunkiem posiadania osobnego wyprowadzenia mocy

Dodane w ustawie offshore wind przepisy art. 26 ust. 1a–1b umożliwiają złożenie dwóch oddzielnych ofert aukcyjnych dla dwóch MFW zlokalizowanych w granicach tego samego obszaru wskazanego w załączniku 2 do ustawy offshore wind pod warunkiem posiadania osobnego wyprowadzenia mocy. Zdefiniowanie możliwości podziału obszaru na maksymalnie dwa projekty MFW ma zapobiec dzieleniu lokalizacji na nieadekwatnie dużą ilość obszarów, a co za tym idzie ofert aukcyjnych. MFW będą więc mogły wykorzystywać tę samą stację elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu lub zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementy pod warunkiem, że obie MFW nie wygrały w tej samej aukcji.

W tej sytuacji sumaryczna moc zainstalowana obu MFW nie będzie mogła przekraczać maksymalnej mocy zainstalowanej wynikającej z PSZW wydanego dla przedsięwzięcia zlokalizowanego w granicach danego obszaru określonego w załączniku nr 2 do ustawy. Dodatkowym warunkiem będzie wymóg dotyczący mocy zainstalowanej mniejszej morskiej farmy wiatrowej. Nie będzie ona mogła być mniejsza niż 25% maksymalnej mocy

zainstalowanej wynikającej z PSZW. Powyższe rozwiązanie zapewni przestrzeganie wcześniej ustalonych wymagań lokalizacyjnych dla danej inwestycji oraz brak rozdrobnienia w zakresie MFW, co przy obowiązku oddzielnego wyprowadzenia mocy stanowi gwarancję rzeczywistej realizacji całego przedsięwzięcia.

Proponowane rozwiązanie przysłuży się skutecznemu rozstrzygnięciu aukcji i będzie stanowić jednocześnie zachętę do obniżania pojedynczej mocy przyłączeniowej jednej farmy ze względów technologicznych – brak możliwości w przypadku zastosowania wyprowadzenia mocy w technologii prądu stałego (HVDC).

VI. Dostosowano przepisy do rozliczania ujemnego salda w całości lub części w euro

Zaproponowano delegację ustawową do wydania obwieszczenia, w którym ogłasza się kurs wymiany euro, przyjęty do obliczenia ceny maksymalnej na wzór delegacji ustawowej dla projektów I fazy w celu wyeliminowania luki prawnej. Rozwiązanie wzorowane jest na obecnie obowiązującym art. 25a ustawy offshore wind. Zgodnie z proponowanym przepisem minister właściwy do spraw klimatu będzie ogłaszał w drodze obwieszczenia w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski” kurs wymiany euro, przyjęty do obliczenia maksymalnej ceny określonej w przepisach rozporządzenia wykonawczego określającego maksymalną cenę, wyrażoną w złotych za 1 MWh, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców, a także maksymalną cenę, określoną w tym rozporządzeniu, w przeliczeniu na euro zgodnie z ww. kursem. Przyjęcie formy obwieszczenia, ze względu na dużo mniej sformalizowaną i krótszą procedurę, zagwarantuje lepsze odzwierciedlenie kursu euro. Ponadto, zgodnie z utrwalonym zwyczajem legislacyjnym, forma obwieszczenia jest najlepszą dla tego typu zagadnień. Należy podkreślić, że minister w wydawanym obwieszczeniu nie kreuje żadnych nowych wartości, w szczególności nie ustala kursu euro. Podaje jedynie do powszechnej wiadomości dane, które zostały wykorzystane do obliczenia ceny maksymalnej określonej w rozporządzeniu wydanym na podstawie art. 31 ust. 11. Wydawane obwieszczenie będzie zatem mieć wyłącznie funkcję informacyjną. Wydanie obwieszczenia jest zabiegiem wyłącznie technicznym – ogłoszenie omawianych danych w pewnym i powszechnie dostępnym źródle jest konieczne, aby można było posłużyć się nim przy dokonywaniu obliczeń w ramach mechanizmu z art. 40 ust. 10a–10g.

VII. Zmiana sposobu waloryzacji wsparcia w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4

W celu zapewnienia długofalowej przewidywalności przepływów pieniężnych MFW oraz mitygacji ryzyka wystąpienia nadmiernego, nieuzasadnionego wsparcia dla inwestora zaproponowano dodanie w art. 38 ustawy offshore wind regulacji wprowadzającej tzw. tunel waloryzacyjny.

W propozycji zawartej w dodawanym art. 38 ust. 5a ustawy offshore wind, w przypadku gdy wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych przekroczy wartość średniookresowego celu inflacyjnego określonego przez Radę Polityki Pieniężnej w założeniach polityki pieniężnej, o których mowa w art. 12 ust. 1 ustawy z dnia 29 sierpnia 1997 r. o Narodowym Banku Polskim (Dz. U. z 2022 r. poz. 2025), ogłoszonych w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej "Monitor Polski" na dany rok", waloryzacja od roku następującego po roku rozstrzygnięcia aukcji - w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4 – będzie dokonywana maksymalnie do poziomu średniookresowego celu inflacyjnego. Należy podkreślić, że ustalenie tunelu waloryzacyjnego ograniczonego jedynie od góry celem inflacyjnym przyjętym przez Radę Polityki Pieniężnej jest zabiegiem całkowicie uzasadnionym. Brak konieczności określania dolnych granic wprowadzanego tunelu waloryzacyjnego jest uzasadniony tym, że tą granicą jest średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego. Jedynie w przypadku przekroczenia przez ten wskaźnik wartości średniookresowego celu inflacyjnego, waloryzacji będzie dokonywać się maksymalnie do poziomu tego celu.

Zgodnie z uchwałą nr 38 Rady Ministrów z dnia 30 kwietnia 2024 r. w sprawie Wieloletniego Planu Finansowego Państwa na lata 2024–2027 (M.P. poz. 334), przewiduje się, że średnioroczny wzrost cen towarów i usług konsumpcyjnych w latach 2025–2027 będzie wynosił odpowiednio 4,1%, 3,3% i 2,5%. Ze względu na krótką perspektywę ww. Planu, oraz biorąc pod uwagę, że cena podlegająca corocznej waloryzacji odnosi się do pokrycia ujemnego salda w okresie, o którym mowa w art. 6, czyli 25 lat od pierwszego dnia wytworzenia energii elektrycznej i wprowadzenia jej do sieci albo w okresie 25 lat od pierwszego dnia, za który wytwórca wystąpił o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda w przypadku, o którym mowa w art. 40 ust. 3 pkt 2 ustawy offshore wind, nie przewiduje się większego wpływu niniejszej regulacji na wytwórców MFW albo trudno jest przewidzieć ten wpływ (w roku 2027, gdy energia elektryczna będzie już produkowana przez pierwsze MFW, przewidywany średnioroczny wzrost cen towarów i usług konsumpcyjnych będzie równy wartości średniookresowego celu inflacyjnego na rok 2025 (na kolejne lata cel ten nie jest wiadomy)).

Dodatkowo, nie planuje się wprowadzenia w tunelu waloryzacyjnym symetrycznego przedziału odchyleń o szerokości ± 1 punktu procentowego.

Zaproponowane rozwiązanie ma zaś na celu zabezpieczenie sytuacji, w której wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych przekroczy wartość średniookresowego celu inflacyjnego określonego przez Radę Polityki Pieniężnej w założeniach polityki pieniężnej.

Jednocześnie, nadal będzie obowiązywać ogólna zasada wyrażona w art. 38 ust. 5 ustawy offshore wind, zgodnie z którą ceny będą podlegać corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego, określonym w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej "Monitor Polski", począwszy od roku 2022 - w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda w I fazie wsparcia.

W związku z wprowadzeniem ww. przepisów doprecyzowano także oznaczenia symbolu C_o w art. 10 ust. 4 ustawy offshore wind, symbolu C_s w art. 10 ust. 6 ustawy offshore wind, a także uzupełniono art. 40 ust. 1 pkt 1 lit. b ustawy offshore wind tak, aby wytwórca, przekazując do Prezesa URE wnioski dotyczące korekcy ceny wsparcia lub przekazując do Zarządcy Rozliczeń wnioski i sprawozdania dotyczące pokrycia ujemnego salda, wiedział jaką waloryzację należy zastosować.

VIII. Doprecyzowanie i uproszczenie procedury dopuszczenia do udziału w aukcji i zasad składania ofert w aukcji

Zaproponowane rozwiązanie ma na celu uchylenie aktualnej treści art. 26 ust. 5 pkt 6, ust. 6 i art. 27 ust. 2 pkt 3 i zamiast nich wprowadzenie konieczności przy wnioskowaniu o zaświadczenie o dopuszczenie do udziału w aukcji oraz przy składaniu oferty w aukcji złożenia oświadczenia o następującej treści:

„Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że przedsiębiorstwo nie znajduje się w trudnej sytuacji w rozumieniu art. 2 pkt 18 lit. a–c lub e rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (Dz. Urz. UE L 187 z 26.06.2014, str. 1, z późn. zm.)”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywego oświadczenia.”.

Uchylenie art. 26 ust. 6 stanowi konsekwencję wprowadzonego ww. oświadczenia. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 29 marca 2010 r. w sprawie zakresu informacji

przedstawianych przez podmiot ubiegający się o pomoc inną niż pomoc de minimis lub pomoc de minimis w rolnictwie lub rybołówstwie (Dz. U. poz. 312, z późn. zm.), do którego odsyła ten przepis, nakłada m.in. obowiązek przedkładania informacji o sytuacji ekonomicznej wnioskodawcy, w tym sprawozdania finansowe za okres 3 ostatnich lat obrotowych, sporządzane zgodnie z przepisami o rachunkowości. Sytuacja ta może się zmienić w okresie między wydaniem zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji a momentem udzielania wsparcia. W związku z powyższym należało zapewnić, aby informacje o sytuacji ekonomicznej inwestora były aktualne. Tym bardziej, że zgodnie z zasadą wyrażoną w art. 10 ustawy offshore wind sytuacja przedsiębiorcy powinna być weryfikowana na moment udzielania pomocy publicznej. Ponadto, dokument potwierdzający wniesienie zabezpieczenia w przypadku aukcji prowadzonych za pośrednictwem IPA jest zbędny, ponieważ IPA ma wprowadzony mechanizm „wpuszczający” do aukcji wyłącznie po zaksięgowaniu kaucji na mikrorachunku dedykowanym dla danej instalacji i zaimportowaniu wciągu bankowego do aplikacji. Podanie rachunku bankowego do zwrotu na tym etapie jest również zbędne – rachunek ten przedsiębiorca podaje przy tworzeniu konta w IPA i ma możliwość jego aktualizacji w każdym momencie.

Jednocześnie w celu dopełnienia regulacji, jako obligatoryjny element ogłoszenia o aukcji, dodano informację o terminie sposobie złożenia dokumentu potwierdzającego ustanowienie zabezpieczenia.

Na podstawie art. 66 i następnych ustawy offshore wind Prezes URE będzie mógł przeprowadzić kontrolę zgodności ze stanem faktycznym złożonych oświadczeń.

2. Pokrycie ujemnego salda w przypadku redysponowania MFW na zasadach rynkowych

Proponuje się wprowadzenie do ustawy offshore wind zmian mających na celu zagwarantowanie, że również w przypadku rynkowego redysponowania MFW w okresie, w którym operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego nie gwarantuje pełnego wyprowadzenia mocy, wytwórca będzie miał możliwość uzyskania od Zarządcy Rozliczeń prawa do pokrycia ujemnego salda jako formy rekompensaty za ograniczenie produkcji w wyniku redysponowania.

Zgodnie z dodanym w art. 40 ust. 3 pkt 1a ustawy offshore wind, wytwórca będzie więc przysługiwało prawo do pokrycia ujemnego salda w zakresie ilości energii elektrycznej, która nie została wprowadzona do sieci na skutek zaniżonej generacji z MFW będącej następstwem

redysponowania MFW przez operatora systemu przesyłowego. W projektowanych przepisach wskazano również precyzyjnie skutek tego redysponowania w postaci rozliczenia tego zaniżenia po cenie wyższej niż cena odbioru energii określona w ofercie energii bilansującej MFW złożonej na rynku bilansującym. A więc aktualizacja prawa do pokrycia ujemnego salda będzie następowała w przypadku wystąpienia negatywnych konsekwencji finansowych dla MFW.

Dodatkowym warunkiem skorzystania z ww. prawa będą zapisy umowy przyłączeniowej niegwarantujące niezawodnych dostaw energii, w okresie, w którym operator systemu przesyłowego albo operator systemu dystrybucyjnego nie gwarantuje niezawodnych dostaw energii. W ślad za powyższą zmianą, nadano nowe brzmienie art. 38 ust. 7 pkt 2 ustawy offshore wind. Zgodnie z nim operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego, będzie zobowiązany przekazać operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, w terminie 5 dni po zakończeniu miesiąca, dane o ilości energii elektrycznej, która nie została wytworzona w MFW w poszczególnych okresach rozliczania niebilansowania na skutek redysponowania MFW przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego nieopartego na zasadach rynkowych lub redysponowania opisanego powyżej. Ww. obowiązek informacyjny zagwarantuje prawidłowe pokrycie ujemnego salda.

Wprowadzenie przepisów spowoduje, że wytwórcy energii z MFW będą mieli zapewnioną stabilność przychodów przez cały okres realizacji inwestycji.

3. Sprzedaż energii w okresie tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION) MFW

Zgodnie z proponowanym brzmieniem nowego art. 6a ustawy offshore wind, przed uzyskaniem koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej wytwórca, w okresie 12 miesięcy od dnia uzyskania dla MFW lub jej części tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION) w rozumieniu rozporządzenia 2016/631, będzie miał prawo sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w MFW lub jej części. Przedmiotowa propozycja ma na celu umożliwienie sprzedaży energii elektrycznej produkowanej w trakcie okresu oddawania MFW do użytkowania na rynkach: dnia następnego, dnia bieżącego oraz bilansującym. Taka energia elektryczna nie będzie objęta prawem do pokrycia ujemnego salda. W świetle art. 2 pkt 64 ww. rozporządzenia tymczasowe pozwolenie na użytkowanie (ION) oznacza pozwolenie wydawane przez właściwego operatora systemu dla właściciela jednostki wytwórczej, właściciela instalacji odbiorczej, operatora systemu dystrybucyjnego lub właściciela systemu HVDC, które zezwala im na eksploatację, odpowiednio, modułu wytwarzania energii, instalacji odbiorczej,

systemu dystrybucyjnego lub systemu HVDC przez wykorzystanie przyłączenia do sieci przez ograniczony czas, a także na rozpoczęcie testów zgodności w celu zapewnienia zgodności z odpowiednimi specyfikacjami i wymogami.

Tymczasowe pozwolenie na użytkowanie (ION) zostało szczegółowo uregulowane w art. 35 ww. rozporządzenia, który określa podmiot właściwy dla jego wydania jak również obowiązki, jakie mogą być nałożone na właściciela jednostki wytwórczej. W świetle rozporządzenia 2016/631 maksymalny okres, przez który właściciel jednostki wytwórczej może utrzymywać status pozwolenia ION, wynosi 24 miesiące. Przepis ten ma charakter jednak semiimperatywny, gdyż właściwy operator systemu ma prawo wyznaczyć krótszy okres ważności pozwolenia ION.

Jednocześnie, w świetle rozporządzenia 2016/631, istnieje możliwość przedłużenia (maksymalnie do 24 miesięcy) pozwolenia ION w przypadku gdy właściciel jednostki wytwórczej poczynił istotne postępy w kierunku pełnej zgodności, na wniosek złożony do właściwego operatora systemu przed upływem przedmiotowego okresu zgodnie z procedurą odstępstwa ustanowioną w art. 60 tego rozporządzenia.

Z zasady bezpośredniego obowiązywania rozporządzeń UE wynika brak konieczności powielania materii tych rozporządzeń w przepisach prawa krajowego. Jedynie kwestie wymagające umożliwienie stosowania (jak np. określenie właściwego organu) czy też przepisy o charakterze semiimperatywnym wymagają/dają możliwość regulacji krajowej.

Jednocześnie w projektowanych przepisach dookreślono, że w przypadku gdy MFW jest budowana i oddawana do użytkowania etapami, rozpoczęcie biegu okresu pierwszego dnia wytworzenia i wprowadzenia energii elektrycznej do sieci albo pierwszego dnia, za który wytwórca wystąpił o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda, jest jednoznaczne z utratą prawa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w MFW lub jej części.

Prawo do wytwarzania energii elektrycznej w okresie 12 miesięcy od dnia uzyskania ION dla MFW lub jej części nie będzie pozbawiało wytwórcy prawa do rozliczenia energii elektrycznej wytworzonej w MFW lub jej części i wprowadzonej do sieci, w tym okresie na rynku bilansującym energii elektrycznej w rozumieniu art. 3 pkt 40a ustawy – Prawo energetyczne, czyli rynku bilansującym w rozumieniu art. 2 pkt 2 rozporządzenia 2017/2195, w ramach którego operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego:

- 1) nabywa usługi bilansujące świadczone przez dostawców usług bilansujących;
- 2) prowadzi zintegrowany proces grafikowania;

- 3) prowadzi bilansowanie systemu;
- 4) zarządza ograniczeniami systemowymi;
- 5) prowadzi mechanizm bilansowania handlowego.

W przepisach rozporządzenia 2016/631 nie określono również trybu wydawania tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION) dla MFW lub jej części, co jest niezbędne dla właściwego zafunkcjonowania regulacji. Dlatego w proponowanym art. 6a ustawy offshore wind wskazano, że jest wydawane przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego, na wniosek wytwórcy, po spełnienia wymagań określonych w art. 35 rozporządzenia 2016/631. Do tych wymagań mogą w szczególności należeć:

- 1) szczegółowe poświadczenie zgodności;
- 2) szczegółowe dane techniczne dotyczące modułu wytwarzania energii mające znaczenie dla przyłączenia do sieci, określone przez właściwego operatora systemu;
- 3) certyfikaty sprzętu wydane przez upoważniony podmiot certyfikujący w odniesieniu do modułów wytwarzania energii, w przypadku gdy są one wykorzystywane jako część dowodu zgodności;
- 4) modele symulacyjne;
- 5) analizy przedstawiające oczekiwane osiągi w stanie ustalonym i osiągi dynamiczne;
- 6) szczegółowe informacje dotyczące planowanych testów zgodności.

Należy wskazać, że rynek bilansujący powinien działać w sposób tworzący zachęty do minimalizacji niezbilansowania i służyć do wyrównywania odchyleń wynikających z takich czynników jak błędy w prognozowaniu produkcji czy nieplanowane wyłączenia, nie powinien natomiast stanowić miejsca obrotu znacznymi wolumenami energii elektrycznej.

Umożliwienie sprzedaży energii elektrycznej z MFW w okresie oddawania ich do użytkowania wyłącznie na rynku bilansującym oznaczałoby brak konieczności informowania operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego o prognozowanej produkcji energii elektrycznej. Ten brak informacji oznaczałby problem dla operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w prognozowaniu produkcji z MFW (operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego nie ma możliwości prognozowania produkcji z MFW i nie posiada informacji o liczbie turbin działających w danym momencie) co spowodowałby znaczące

utrudnienia (prawnie uniemożliwienie) w bilansowaniu systemu w czasie rzeczywistym. W rezultacie zwiększałyby to znacząco koszty bilansowania systemu.

W przypadku polskiego sektora offshore powyższe ryzyka byłyby istotne szczególnie z dwóch względów: (i) przewidywanych jednoczesnych momentów oddawania do użytku MFW w PL (od 0 GW w 2026 do 5,9 GW w 2030), (ii) przewidywanych długich (ponad pół-rocznych) okresów oddawania do użytkowania MFW.

W Danii, Niemczech, Holandii i Wielkiej Brytanii MFW mają możliwość sprzedaży produkowanej energii elektrycznej na wszystkich dostępnych rynkach: dnia następnego, dnia bieżącego i bilansującym – rozpoczynając od pierwszego wytworzenia energii elektrycznej.

4. Umożliwienie mikroprzesunięć fundamentów morskich turbin wiatrowych lub stacji elektroenergetycznych

W proponowanej zmianie art. 81 ustawy offshore wind przez dodanie ust. 5 i 6 wskazano, że zmiana rozmieszczenia morskich turbin wiatrowych lub innych elementów MFW oraz urządzeń wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w ramach lokalizacji określonej w PSZW, powodująca przesunięcie środka okręgu opisanego na obrysie fundamentu morskiej turbiny wiatrowej lub innego elementu morskiej farmy wiatrowej oraz urządzeń wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy o nie więcej niż 50 m, nie będzie stanowiła istotnego odstępienia od zatwierdzonego projektu zagospodarowania działki lub terenu oraz projektu architektoniczno-budowlanego lub innych warunków pozwolenia na budowę, jeśli nie spowoduje konieczności zmiany PSZW lub decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Zmiana taka nie będzie wymagała uzyskania zgody a jedynie będzie podlegała pisemnemu zgłoszeniu dyrektorowi urzędu morskiego właściwego dla lokalizacji MFW, w terminie 7 dni od dnia dokonania takiej zmiany.

Zmiany powodujące przesunięcie środka okręgu opisanego na obrysie fundamentu morskiej turbiny wiatrowej lub innego elementu MFW oraz urządzeń wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy o więcej niż 50 m będą podlegały zasadom określonym w art. 81 ust. 1–4 ustawy offshore wind. Ze względu na znikomy wpływ przesunięcia 50 m na środowisko czy też bezpieczeństwo żeglugi morskiej, do tych przesunięć nie będzie się stosowało przepisów art. 81 ust. 2–4 ustawy offshore wind.

5. Współdzielenie przez więcej niż jedną MFW tej samej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub ich elementów

Proponuje się wprowadzenie przepisów umożliwiających korzystanie przez więcej niż jedną morską farmę wiatrową ze wspólnego wyprowadzenia mocy, o ile będą zamontowane układy pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające precyzyjne określenie, która farma produkuje, ile energii. Zgodnie z dodanym art. 3a do ustawy offshore wind więcej niż jedna MFW będzie mogła wykorzystywać tę samą stację elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu lub zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementy. Przepisy regulują także możliwość przebiegu sieci średniego lub wysokiego napięcia bezpośrednio łączącej turbiny morskiej farmy wiatrowej ze współdzieloną morską stacją elektroenergetyczną przez obszar innej morskiej farmy wiatrowej współdzielącej tę samą stację elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu. Bez doprecyzowania możliwości przebiegu tzw. kabli wewnętrznych przez obszar innej morskiej farmy wiatrowej jedynym możliwym zastosowaniem art. 3a ustawy offshore byłoby zlokalizowanie stacji elektroenergetycznej na granicy morskich farm wiatrowych lub poza nimi. Takie rozwiązanie praktycznie powodowałoby, że projektowany przepis byłby „martwy” ze względów lokalizacyjnych (brak możliwości posadowienia stacji między farmami ze względu na wymagania np. decyzji środowiskowych i stref ochronnych) oraz ekonomicznych (dodatkowe pozwolenie dla stacji elektroenergetycznej poza obszarem morskiej farmy wiatrowej).

W przypadku współdzielenia, w świetle dodanych ust. 2-3 do art. 47, każdą z MFW będzie się wyposażać w układy pomiarowo-rozliczeniowe rejestrujące ilość energii elektrycznej wprowadzonej do współdzielonych morskich stacji transformatorowych, w poszczególnych okresach rozliczenia niezbilansowania i wyposażać te układy w system zdalnego odczytu, zapewniający komunikację w czasie rzeczywistym z operatorem systemu przesyłowego lub operatorem systemu dystrybucyjnego. Układy pomiarowo-rozliczeniowe będą zaś musiały umożliwiać ustalenie ilości energii elektrycznej z podziałem na poszczególne MFW, niezależnie od układu pomiarowo-rozliczeniowego rejestrującego ilość energii elektrycznej pobranej z sieci i wprowadzonej do sieci przez te MFW, znajdującego się w punkcie rozgraniczenia własności z właściwym operatorem systemu.

Jednocześnie projektowane zmiany uwzględniają także korektę przyznanego wsparcia w związku ze współdzieleniem tej samej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub ich elementów, w przypadku gdy dla tej stacji elektroenergetycznej lub zespołu urządzeń została uzyskana pomoc inwestycyjna lub gdy dojdzie do zbycia współdzielonej stacji elektroenergetycznej lub zespołu urządzeń. W związku z czym wartość pomocy inwestycyjnej będzie obliczana proporcjonalnie do ilości

energii elektrycznej w odniesieniu do każdej z MFW wykorzystujących inwestycję wspólną, na którą została przeznaczona pomoc inwestycyjna. Jednocześnie dostosowano przepisy w zakresie oświadczenia o wartości pomocy inwestycyjnej, obliczania ceny skorygowanej oraz procedury o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda.

Kwestie te zostały szczegółowo uregulowane w znowelizowanym art. 10 ustawy offshore wind. W pierwszej kolejności dodano ust. 6a ustalający sposób obliczania wartości pomocy inwestycyjnej w takiej sytuacji. Zgodnie z tym przepisem, jeżeli pomoc inwestycyjna została przeznaczona na realizację inwestycji w zakresie morskiej stacji transformatorowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementów, wykorzystywanych przez więcej niż jedną MFW, jej wartość będzie obliczana proporcjonalnie do ilości energii elektrycznej w odniesieniu do każdej z MFW wykorzystujących inwestycję wspólną, na którą została przeznaczona pomoc inwestycyjna. Wszyscy wytwórcy, ubiegających się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda będą zobowiązani do złożenia pod rygorem odpowiedzialności karnej oświadczenia o wartości pomocy inwestycyjnej i cenie skorygowanej. Również w odniesieniu do każdego z wytwórców osobno znajdzie zastosowanie obowiązek przekazania Prezesowi URE oświadczenia zawierającego wartość udzielonej w późniejszym terminie pomocy inwestycyjnej lub jej zmiany wraz z datą jej udzielenia lub zmiany, wskazaniem podmiotu udzielającego pomocy oraz ceny skorygowanej, a także obowiązek powiadomienia o tym operatora rozliczeń energii odnawialnej. Złożenie wniosku o udzielenie koncesji w odniesieniu do każdej kolejnej MFW będzie uprawniało do obliczenia ceny skorygowanej, w odniesieniu do każdej z tych MFW. Dzięki powyższym rozwiązaniom, z jednej strony, zapewniono efektywne wykorzystanie zasobów technicznych, z drugiej, objęto każdą z MFW niezbędnymi obowiązkami gwarantującymi realizację inwestycji na przejrzystych i niedyskryminacyjnych zasadach.

Jednocześnie uregulowano zagadnienie wykorzystywania przez MFW tej samej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementy w kontekście ich zbycia. W takiej sytuacji analizę finansową inwestycji będzie należało złożyć w odniesieniu do każdej z MFW a kalkulację ceny skorygowanej przeprowadzić proporcjonalnie do ich mocy zainstalowanej. W ten sposób zostanie zapewniona prawidłowość wyliczenia skutków finansowych takiego zbycia.

Współdzielenie przez więcej niż jedną MFW tej samej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub ich elementów nie będzie mogło być realizowane na zasadach określonych w art. 7 ust. 1f ustawy

- Prawo energetyczne, czyli w ramach tzw. cable pooling, instytucji, która weszła w życie z dniem 1 października 2023 r. a dotyczy możliwości współdzielenia przyłącza przez kilka instalacji wytwórczych. Cable pooling umożliwia przyłączenie do sieci elektroenergetycznej w jednym miejscu dwóch lub większej liczby instalacji odnawialnego źródła energii, które mogą należeć do jednego lub kilku wytwórców i ma na celu zapewnienia dostępu do systemu elektroenergetycznego przy istniejących ograniczeniach sieciowych. Wyłączenie w projektowanym art. 3a ust. 3 ustawy offshore wind współdzielenia przez więcej niż jedną MFW tej samej stacji elektroenergetycznej na zasadach określonych w art. 7 ust. 1f ustawy - Prawo energetyczne jest szczególnie istotne w świetle proponowanego w ustawie offshore wind art. 26 ust. 1a. Zgodnie z tym przepisem wytwórca może ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda w odniesieniu do dwóch MFW, zlokalizowanych w granicach tego samego obszaru. W takim przypadku współdzielenie będzie możliwe jedynie wówczas, gdy obie MFW nie wygrały tej samej aukcji. Proponowany art. 3a ust. 3 ustawy offshore wind równocześnie nie będzie wyłączał możliwości przyłączenia w miejscu przyłączenia MFW innej niż MFW instalacji odnawialnego źródła energii zgodnie z art. 7 ust. 1f ustawy – Prawo energetyczne. Nowe regulacje nie będą więc stanowiły przeszkody dla tzw. cable pooling, w przypadku gdy w jednym miejscu przyłączana jest MFW i inna instalacja odnawialnego źródła energii.

6. Niezbędne doprecyzowania w zakresie etapowanie inwestycji

Zmodyfikowano przepisy dotyczące kumulacji pomocy publicznej, aby pomoc inwestycyjna przeznaczona na realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy była uwzględniana w takiej samej części, w jakiej moc tej instalacji została objęta wnioskiem koncesyjnym.

W konsekwencji dostosowano w art. 10 ust. 3 ustawy offshore wind wzór dotyczący obliczania wartości pomocy inwestycyjnej tak, aby uwzględniał on sytuację, w której moc zainstalowana MFW objętej wnioskiem o udzielenie koncesji jest mniejsza od mocy zainstalowanej elektrycznej, o której mowa w art. 18 ust. 4 albo 31 ust. 4 pkt 2 ustawy offshore wind. W takim przypadku wartość pomocy inwestycyjnej powinna uwzględniać stosunek mocy zainstalowanej elektrycznej objętej wnioskiem o udzielenie lub zmianę koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej do mocy zainstalowanej MFW. Niniejszy przepis gwarantuje, że wartość pomocy inwestycyjnej będzie odzwierciedlała realną moc zainstalowaną MFW.

Wartość pomocy inwestycyjnej (ust. 3) stanowi element wzoru określającego sposób obliczenia ceny skorygowanej stanowiącej podstawę wypłaty ujemnego salda (ust. 6). Tym samym zmiana w ust. 3 automatycznie będzie skutkować zmianą wysokości ceny skorygowanej (zł/MWh) i nie zachodzi potrzeba dokonywania oddzielnej zmiany w ust. 6.

7. Czas pracy w portach morskich lub bazach serwisowych

Zgodnie z dodanymi art. 84a i 84b do ustawy offshore wind, czas pracy osób znajdujących się w portach morskich, terminalach instalacyjnych lub bazach serwisowych przeznaczonych do celów obsługi budowy, eksploatacji lub likwidacji MFW lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, obsługiwanych przez kolejno wymieniające się załogi lub część załogi, będzie mógł być przedłużony do 14 godzin na dobę i 84 godzin na tydzień. W takim przypadku, po każdym, nie dłuższym niż 2 tygodnie, nieprzerwanym okresie pracy pracodawca będzie zobowiązany do zapewnienia pracownikowi co najmniej równego okresu wolnego od pracy. Za zgodą pracownika, okres pracy będzie mógł być przedłużony do 3 tygodni. Praca w powyższych granicach norm czasu pracy nie będzie uznana za pracę w godzinach nadliczbowych, jeżeli liczba godzin pracy w przyjętym okresie rozliczeniowym nie przekroczy przeciętnie 44 godzin.

Wydłużony czas pracy może wiązać się z większym zmęczeniem i ryzykiem wypadków. Dlatego kluczowe jest przestrzeganie w tym zakresie przepisów dotyczących bezpieczeństwa i higieny pracy (BHP), zawartych przede wszystkim w dziale 10 ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. – Kodeks pracy (Bezpieczeństwo i higiena pracy). Pracodawca będzie miał zatem obowiązek zapewnić pracownikowi bezpieczne i higieniczne warunki pracy dostosowane do specyficznych warunków panujących w portach morskich, terminalach instalacyjnych lub bazach serwisowych przeznaczonych do celów obsługi budowy, eksploatacji lub likwidacji MFW lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, w tym odpowiednie przerwy i szkolenia w zakresie BHP. Kwestię przerw związanych z wydłużonym czasem pracy reguluje art. 134 ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. – Kodeks pracy. Zgodnie z tym przepisem jeżeli dobowy wymiar czasu pracy pracownika jest dłuższy niż 9 godzin a krótszy niż 16 godzin, pracownik ma prawo do dodatkowej przerwy w pracy trwającej co najmniej 15 minut. Przerwę tę wlicza się do czasu pracy. Na pracodawcy będą ciążyły obowiązki informacyjne, udzielenia pierwszej pomocy, dostarczenia pracownikom środków ochrony indywidualnej oraz odzieży i obuwia roboczego, a także inne wynikające z tych przepisów. Obiekty, pomieszczenia, maszyny i inne urządzenia nie będą mogły stwarzać zagrożenia dla życia i zdrowia pracowników. Ponadto na zasadach ogólnych pracownik będzie miał prawo powstrzymać się

od wykonywania pracy, jeśli warunki pracy stwarzają zagrożenie dla jego zdrowia lub życia, zawiadamiając o tym pracodawcę.

W projekcie dodano przepis przejściowy, który stanowi się, że osób znajdujących się w portach morskich, terminalach instalacyjnych lub bazach serwisowych przeznaczonych do celów obsługi budowy, eksploatacji lub likwidacji MFW lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, a także w stanowiących część zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy stacjach elektroenergetycznych zlokalizowanych na lądzie – nierozliczony w dniu wejścia projektu ustawy w życie – może być rozliczany na dotychczasowych zasadach przez okres nieprzekraczający 6 miesięcy, czyli przez okres, jaki obecnie przewidziany jest na rozliczenie czasu pracy.

8. Uniemożliwienie ponownego przyznania wsparcia dla danego projektu MFW, który wsparcie otrzymał, na zasadach określonych w rozdziale 3 albo rozdziale 4

Proponuje się wprowadzenie zakazu możliwości ubiegania się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4 dla danej MFW, dla której wcześniej przyznano wsparcie na zasadach określonych w rozdziale 3 albo w rozdziale 4.

9. Zmiana katalogu okoliczności uniemożliwiających wytwórcy realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym

W związku z uwzględnieniem zmian art. 24 ustawy offshore wind wynikających z uzgodnień, opiniowania i konsultacji publicznych projektu ustawy katalog okoliczności uniemożliwiających wytwórcy realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym został rozszerzony o awarię o znacznych rozmiarach w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz o wystąpienie stanu epidemii lub stanu zagrożenia epidemicznego o charakterze i w rozmiarach przekraczających możliwości działania właściwych organów administracji rządowej i organów jednostek samorządu terytorialnego.

Przepisy art. 24 ustawy offshore wind zostały także uzupełnione o doprecyzowanie okresu wydłużenia, o jaki można przesunąć termin wytworzenia i wprowadzenia energii elektrycznej z morskiej farmy wiatrowej po raz pierwszy. Powyższe doprecyzowanie ma na celu wprowadzenie ograniczenia wytwórcom nieuzasadnionego odkładania realizacji inwestycji.

10. Zmiana reguł wydatkowych

Proponuje się modyfikację przepisów ustaw offshore wind i ustawy OZE w kierunku zmiany źródła finansowania działań związanych z zapewnieniem prawidłowości funkcjonowania IPA w zakresie obsługi MFW, przez określenie ich w taki sposób, że koszty utrzymania, rozbudowy i modyfikacji IPA w tym przedmiocie, pokrywa operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106 ustawy OZE, ze środków opłaty OZE, o której mowa w art. 95 ust. 1 ww. ustawy, na podstawie dyspozycji Prezesa URE.

Biorąc pod uwagę, że IPA jest aplikacją wspólną dla różnych systemów wsparcia wyznaczenie jednego (wspólnego) podmiotu ponoszącego koszty utrzymania, rozbudowy i modyfikacji systemu będzie istotnym ułatwieniem w rozliczaniu ponoszonych wydatków (szczególnie tych wspólnych), a także będzie rozwiązaniem pozwalającym na większą elastyczność, nie tylko w zakresie terminów realizacji modyfikacji IPA ale i w zakresie wysokości ponoszonych wydatków.

W art. 112 w latach 2026–2030 odjęto środki zaplanowane na IPA w wysokości 1 500 000 zł w każdym roku, zaś w roku 2025 odjęto niewykorzystane środki na IPA w wysokości 2 940 000 zł.

Proponuje się także przeniesienie na ministra właściwego do spraw klimatu limitu wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw środowiska. W związku z powyższym nowelizuje się art. 113 ustawy offshore wind w ten sposób, że w latach 2025–2030 proponuje się zwiększenie maksymalnego limitu wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw klimatu wynikających z ustawy offshore wind z 266 029,58 zł na 532 059,16 zł rocznie. Jednocześnie uchyla się art. 114, który przewiduje maksymalny limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw środowiska wynikających z ustawy offshore wind w latach 2025–2030 właśnie w wysokości 266 029,58 zł rocznie, czyli kwoty stanowiącej różnicę kwoty 532 059,16 zł oraz kwoty 266 029,58 zł w stosunku rocznym. Tym samym przedmiotowa zmiana nie pociągnie za sobą konsekwencji finansowych dla budżetu państwa, tym bardziej, że zgodnie z rozporządzeniem Prezesa Rady Ministrów z dnia 19 grudnia 2023 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. 2023 poz. 2726), Minister Klimatu i Środowiska kieruje działami administracji rządowej energia, klimat i środowisko. Sama zaś zmiana uzasadniona jest tym, że sprawy z zakresu MEW należą do właściwości ministra właściwego ds. klimatu, zgodnie z art. 13a ust. 1 pkt 12 ustawy z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej (Dz. U. z 2024 r. poz. 1370 i 1907).

W odniesieniu do art. 115 ustawy offshore wind, obliczeń dokonano na podstawie średniego wynagrodzenia w 2024 r. w jednostkach, których reguła dotyczy:

- Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska – 10 870,15 zł (3 osoby);
- Regionalna Dyrekcja Ochrony Środowiska w Gdańsku – 8 395,96 zł (2 osoby);
- Regionalna Dyrekcja Ochrony Środowiska w Szczecinie – 8 272,44 zł (2 osoby).

Wartości te na 2025 r. zwaloryzowano o wskaźnik 5% (wzrost kwoty bazowej). Doliczono wydatki na dodatkowe wynagrodzenie roczne („13”). Uwzględniono realny wskaźnik ZUS na koniec 2024 r. 16,63% (a nie planistyczny 16,24%), fundusz pracy 2,45% i PPK 1,5% oraz ZFŚS za 7 osób. W kolejnych latach 2026-2030 uwzględniono również waloryzację wynikającą z wytycznych Ministra Finansów, odpowiednio na poziomie 6,3%, 5,8%, 5,3%, 5,27%, 5,27%. Maksymalny limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska oraz Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Gdańsku i Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Szczecinie. Kwoty w art. 115 ust. 1 pkt 5-10 ustawy offshore wind zostały zatem zaktualizowane do następujących:

- w 2025 r. – 1 099 971,50 zł;
- w 2026 r. – 1 180 619,77 zł;
- w 2027 r. – 1 262 330,82 zł;
- w 2028 r. – 1 343 629,27 zł;
- w 2029 r. – 1 426 435,69 zł;
- w 2030 r. – 1 512 068,02 zł.

Jak wskazuje Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska wprowadzenie ww. zmian jest konieczne ze względu na nieuwzględnienie waloryzacji w regule dotychczas obowiązującej.

11. Modyfikacje redakcyjno-techniczne w celu wyeliminowania wątpliwości interpretacyjnych

Art. 3 pkt 3 ustawy offshore wind definiujący MFW rozszerzono o sieć wysokiego napięcia, co będzie lepiej oddawać rzeczywistość tych dużych jednostek wytwórczych.

W art. 77 ust. 1 ustawy offshore wind ograniczono rygor natychmiastowej wykonalności jedynie do decyzji administracyjnych w przedmiocie zatwierdzenia projektu robót geologicznych sporządzonego w celu określenia warunków geologiczno-inżynierskich na potrzeby posadawiania MFW oraz urządzeń i obiektów wchodzących w skład zespołu urządzeń

służących do wyprowadzenia mocy, a także dodatków do takiego projektu robót geologicznych. Tym samym usunięto pustą normę (ze względu na trwające już na tym etapie prace geologiczne) nadającą taki rygor decyzji administracyjnej w przedmiocie zatwierdzenia dokumentacji geologicznej w tym zakresie.

Ponadto użyte w art. 48 ust. 3, art. 49 ust. 1, 2 i 4, art. 50, art. 51, art. 52 ust. 2 pkt 1 i ust. 6 pkt 2 oraz w art. 53 ust. 1 wyrazy „przedsiębiorstwo energetyczne” lub „przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej” zastąpiono wyrazami „operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego”, w celu zapewnienia spójności terminologicznej w ustawie offshore wind.

12. Ustawa o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej

a. Wydłużenie terminu ważności pozwoleń i uzgodnień lokalizacyjnych dla morskich farm wiatrowych oraz zespołu urządzeń wyprowadzających moc

W art. 66a ust. 2 ustawy o obszarach morskich 15-letni termin liczony od dnia uzyskania pozwolenia na budowę, po upływie którego stwierdza się wygaśnięcie PSZW, zastąpiono w przypadku inwestora ubiegającego się o prawo do pokrycia ujemnego salda 3-letnim okresem liczonym od udziału w aukcjach. Konsekwentnie dostosowano ust. 3 tego artykułu stanowiący o możliwości wydłużenia okresu, po upływie którego stwierdza się wygaśnięcie PSZW, jak również ust. 5 dotyczący wygaśnięcia PSZW. Jednocześnie w obecnie obowiązującym ust. 5 uwzględniono okres z art. 23 ust. 6c pkt. 1, czyli 3-letni okres, sięgający od dnia, w którym decyzja o pozwoleniu na budowę stała się ostateczna, do dnia (nie) rozpoczęcia budowy sztucznej wyspy, konstrukcji i urządzeń, po upływie którego można stwierdzić wygaśnięcie PSZW.

b. Tworzenie stref bezpieczeństwa dla MFW

Proponowany, nowy art. 24b ustawy o obszarach morskich wprowadza szczegółowe rozwiązania dotyczące tworzenia stref bezpieczeństwa dla MFW. Zgodnie z propozycjami, w przypadku MFW, dyrektor właściwego urzędu morskiego, w drodze zarządzenia, ustanawia strefę bezpieczeństwa wokół każdej morskiej turbiny wiatrowej oraz stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu, sięgającą nie mniej niż 150 m i nie dalej niż 500 m od każdego punktu ich zewnętrznej krawędzi, chyba że inny zasięg strefy jest dozwolony przez powszechnie przyjęte standardy międzynarodowe lub zalecony przez właściwą organizację międzynarodową. Będzie obowiązywał zakaz wchodzenia statków do strefy bezpieczeństwa oraz przebywania statków w tej strefie, z wyjątkiem następujących sytuacji:

- 1) w związku z układaniem, inspekcją, testowaniem, naprawą, konserwacją, zmianą, odnową lub usuwaniem kabli lub rurociągów w tej strefie lub w odległości 50 metrów od tej strefy;
- 2) w celu świadczenia usług na rzecz sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w tej strefie lub przewożenia osób i towarów do sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń oraz z tych wysp, konstrukcji i urządzeń w tej strefie;
- 3) w związku z ratowaniem życia lub mienia;
- 4) z powodu złej pogody;
- 5) w przypadku gdy statki są w niebezpieczeństwie;
- 6) jeżeli dyrektor właściwego urzędu morskiego lub wytwórca udzieli na to zgody.

c. Niezbędne uproszczenia terminologiczne

W związku z wątpliwościami interpretacyjnymi proponuje się doprecyzowanie terminów takich, jak „rozpoczęcie budowy” czy „rozpoczęcie wykorzystywania” MFW i zastąpienie ich odpowiednio „rozpoczęciem instalacji pierwszych fundamentów morskich turbin wiatrowych lub stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu” i „uzyskaniem decyzji o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w MFW lub jej części”.

W art. 23 ust. 6 ustawy o obszarach morskich proponuje się, aby 30-letni okres na jaki jest wydawane PSZW był liczony od dnia, w którym decyzja o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w tej morskiej farmie wiatrowej lub jej części stała się ostateczna, zamiast od dnia, w którym rozpoczęto wykorzystywanie MFW.

W art. 23 ust. 6c pkt 2 ustawy o obszarach morskich proponuje się, aby 5-letni okres, po upływie którego stwierdza się wygaśnięcie PSZW w przypadku MFW, był liczony od dnia rozpoczęcia instalacji pierwszych fundamentów morskich turbin wiatrowych lub stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu i odnosił się do uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w tej morskiej farmie wiatrowej lub jej części.

W art. 26 ust. 5 ustawy o obszarach morskich proponuje się, aby 30-letni okres obowiązywania pozwolenia na lokalizację kabli (ustalającego ich lokalizację i warunki ich utrzymywania) w przypadku MFW, był liczony od dnia, w którym decyzja o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w MFW stała się ostateczna, a nie od dnia, w którym rozpoczęto wykorzystanie MFW.

Jednocześnie uregulowano sytuację, w której zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy jest wykorzystywany przez więcej niż jedną MFW. Wówczas 30-letni termin będzie rozpoczynał bieg od dnia ostateczności pierwszej decyzji o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej dla którejkolwiek z MFW.

Natomiast w art. 26 ust. 6 pkt 2 15-letni okres, po którym stwierdza się wygaśnięcie pozwolenia na lokalizację kabli był odnoszony do decyzji o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w MFW a nie jak dotąd do rozpoczęcia ich wykorzystania.

W art. 27b ust. 1 pkt 3 dotyczącym opłat za wydanie PSZW, pozwolenia na lokalizację kabli oraz uzgodnienia w sprawie układania kabli, zamiast uiszczania 30% pełnej kwoty w ciągu 30 dni od dnia, w którym rozpoczęto wykorzystanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń, kwotę tę będzie się uiszczać w ciągu 30 dni od dnia uzyskania decyzji o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w tej MFW.

d. wyłączenie możliwości wnioskowania o pozwolenie lub uzgodnienie lokalizacyjne dla kabli MFW w oparciu o wstępne warunki przyłączenia

Aby zapobiec sytuacji, w której podmioty ze wstępnymi warunkami przyłączenia, które nie wygrały aukcji, zablokują podmiotom, które wygrały aukcje, możliwość wnioskowania o pozwolenie/uzgodnienie lokalizacyjne dla kabli wyprowadzających moc z MFW w najkorzystniejszych miejscach, proponuje się wykreślenie z art. 27a ust. 2 pkt 9 możliwości dołączenia do wniosku o pozwolenie lokalizacyjne wstępnych warunków przyłączenia.

W związku z dodaniem ww. zmiany w projekcie ustawy w art. 16 umieszczono przepis przejściowy wskazujący, że w sprawach o wydanie pozwoleń lub uzgodnień na układanie i utrzymywanie kabli lub rurociągów, dotyczących zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementów, wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy stosuje się przepisy art. 27a ust. 2 pkt 9 ustawy zmienianej w art. 2, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą. W przypadku gdy do wniosku, o którym mowa w art. 27a, dołączono wstępne warunki przyłączenia, w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy wnioskodawca uzupełnia wniosek o wydanie pozwolenia na układanie i utrzymywanie kabli lub rurociągów lub wniosek o wydanie uzgodnienia. Jeśli tego nie zrobi, to postępowanie umarza się.

13. Ustawa prawo budowlane - definicja budowli

Proponuje się doprecyzowanie definicji budowli w art. 3 pkt 3 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane, przez wykreślenie z tej definicji innych, poza fundamentami i elementami

przejściowymi, części morskich turbin wiatrowych. Proponowane zmiany w definicji budowli pozwolą więc na jednoznaczną klasyfikację morskich turbin wiatrowych jako urządzeń. Budowlami pozostaną jedynie fundamenty i elementy przejściowe morskich turbin wiatrowych. Jednocześnie zalicza się do budowli części budowlane stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu.

Zasadniczy problem związany z wprowadzaniem na rynek morskich turbin wiatrowych (MTW) i ich montażem w Polsce sprowadza się do tego, że wieże MTW klasyfikowane są jako budowla, a nie jako nieodłączna część maszyny jaką jest MTW. Tego rodzaju klasyfikacja powoduje praktyczne problemy związane z montażem MTW.

Istnieje uzasadnione ryzyko, że w przypadku kwalifikacji wieży jako budowli, budowa morskich farm wiatrowych w Polsce może być pod istotną presją rynkową i czasową. Producenci musieliby dostosować swoje procesy produkcyjne do wymogów jakie obowiązywałyby jedynie w Polsce co wymaga czasu i znaczących nakładów inwestycyjnych. Ze względu na gwałtowny rozwój morskiej energetyki wiatrowej obawiać się można presji priorytetyzowania mniej ryzykownych projektów w innych częściach EU lub świata.

Polska nadal pozostaje rynkiem lokalnym z perspektywy kluczowych dostawców technologii. Istnieje poważne ryzyko, iż z perspektywy globalnej przynajmniej część z nich nie będzie dostarczała morskich turbin wiatrowych do Polski, jeżeli miałyby się to wiązać z dodatkowymi kosztami na etapie produkcji lub też ryzykiem utraty własności intelektualnej. Powoduje to w konsekwencji realne zagrożenie, iż koszt budowy morskich farm wiatrowych w Polsce będzie wyższy od kosztów w innych państwach, co docelowo może przełożyć się na ceny energii dla odbiorców.

Na marginesie należy zauważyć, że zgodnie z art. 23 ust. 1a ustawy o obszarach morskich, zakazuje się wznoszenia i wykorzystywania MFW na morskich wodach wewnętrznych i morzu terytorialnym. MFW powstają na obszarze wyłącznej strefy ekonomicznej. Zatem MFW nie podlegają opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 12 stycznia 1991 r. o podatkach i opłatach lokalnych (Dz. U. z 2023 r. poz. 70, 1313 i 2291 oraz z 2024 r. poz. 1572, 1635 i 1757), gdyż nie stanowią terytorium gminy. Wyłączna strefa ekonomiczna nie stanowi również obszaru Rzeczypospolitej Polskiej na podstawie ustawy z dnia 12 października 1990 r. o ochronie granicy państwowej (Dz. U. z 2024 r. poz. 388 i 1635). MFW podlegają opłacie koncesyjnej na podstawie art. 34 ust. 2a, 2b i 3a ustawy – Prawo energetyczne w wysokości nie większej niż 23 000 zł/MW. W związku z powyższym

doprecyzowanie kwalifikacji morskiej turbiny wiatrowej nie wpłynie na dochody gmin z tytułu podatków.

Ponadto, celem zapewnienia jednolitych przepisów dotyczących definicji budowli w różnych aktach prawnych rozwiązaniem jest uzupełnienie definicji budowli w ustawie – Prawo budowlane o zapisy wskazujące, że budowlą są również biogazownie, biogazownie rolnicze oraz biometanownie.

14. Ustawa o bezpieczeństwie morskim

a. Zdefiniowanie personelu przemysłowego

W art. 5 ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim proponuje się dodanie pkt 10d, który wprowadza definicję personelu przemysłowego.

Jednocześnie w art. 62 ww. ustawy dodano ust. 2a, zgodnie z którym kwalifikacje personelu przemysłowego muszą odpowiadać wymaganiom określonym w rozdziale XV Konwencji SOLAS oraz rezolucji IMO MSC.527(106) Międzynarodowy kodeks bezpieczeństwa statków przewożących personel przemysłowy (Kodeks IP), zapewniając tym samym zgodność z międzynarodowymi standardami.

Proponowana definicja jest zgodna z regulacjami uchwalonymi przez Komitet Międzynarodowej Organizacji Morskiej w nowym rozdziale XV Konwencji SOLAS oraz nowym obowiązkowym Międzynarodowym Kodeksie Bezpieczeństwa Statków Przewożących Personel Przemysłowy (kodeks IP), które weszły w życie od 1 lipca 2024 r. Celem tych aktów prawnych jest zapewnienie minimalnych norm bezpieczeństwa dla statków przewożących personel przemysłowy, jak również dla samego personelu oraz zajęcie się szczególnymi zagrożeniami związanymi z operacjami morskimi w sektorach offshore i energetycznym.

Wprowadzenie proponowanych przepisów będzie więc spójne ze spodziewanymi zmianami w morskim prawie międzynarodowym, mającymi na celu wspieranie rozwoju sektora MEW oraz zapewnienie odpowiednich standardów bezpieczeństwa i warunków pracy dla personelu zatrudnionego w tym sektorze.

b. Udostępniania danych niezbędnych do sporządzenia ekspertyz technicznych

Zgodnie z dodanym w art. 113c ust. 3a Minister Obrony Narodowej oraz minister właściwy do spraw wewnętrznych, na wniosek inwestora MFW będzie zobowiązany udostępnić mu, w terminie 30 dni od otrzymania wniosku, dane niezbędne do sporządzenia ekspertyzy technicznej w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń na systemy

obronności państwa, w tym na system zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej, morskiej łączności radiowej oraz system kontroli służb ruchu lotniczego Sił Zbrojnych RP. Niniejsza regulacja gwarantuje wypełnienie w sposób należyty ustawowego obowiązku dot. ww. ekspertyz.

c. Ponoszenie kosztów związanych z kompensacją negatywnego wpływu MFW na systemy obronności i bezpieczeństwa państwa

W art. 113d ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim dodano ust. 3a, zgodnie z którym inwestor będzie ponosił wszystkie koszty związane z kompensacją negatywnego wpływu MFW lub zespołu urządzeń wynikające z następujących ekspertyz lub planów:

- 1) ekspertyzy nawigacyjnej w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń na bezpieczeństwo i efektywność żeglugi statków w polskich obszarach morskich;
- 2) ekspertyzy technicznej w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń na polskie obszary morza A1 i A2 Morskiego Systemu Łączności w Niebezpieczeństwie i dla Zapewnienia Bezpieczeństwa (GMDSS) oraz na System Łączności Operacyjnej Morskiej Służby Poszukiwania i Ratownictwa;
- 3) ekspertyzy technicznej w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń na Krajowy System Bezpieczeństwa Morskiego;
- 4) planu ratowniczego określającego rodzaje zagrożeń dla zdrowia i życia personelu zaangażowanego w budowę, eksploatację i likwidację morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń, sposoby i procedury działania w przypadku wystąpienia tych zagrożeń oraz siły i środki zapewniane przez wytwórcę do realizacji tego planu ratowniczego;
- 5) planu zwalczania zagrożeń i zanieczyszczeń dla morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń;
- 6) ekspertyzy technicznej w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń na systemy obronności państwa, w tym na system zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej, morskiej łączności radiowej oraz system kontroli służb ruchu lotniczego Sił Zbrojnych RP;

- 7) ekspertyzy technicznej w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń na system zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej i morskiej łączności radiowej Straży Granicznej.

Tym samym usunięto wątpliwości interpretacyjne w tym zakresie, jak również uwzględniono uwagi Ministra Obrony Narodowej zgłoszone na etapie rozpatrywania wniosku o wpis dla projektu ustawy przez Zespół Programowania Prac Rządu.

d. Sprawdzenie spełnienia założeń i wniosków ujętych w ekspertyzach technicznych dotyczących wpływu MFW na systemy obronności państwa, po ich realizacji

Uzupełniono art. 113e ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim w zakresie obowiązku przeprowadzenia pomiarów, testów i badań niezbędnych do weryfikacji poprawności założeń i wniosków zawartych w ekspertyzach o odniesienie także do ekspertyzy technicznej w zakresie oceny wpływu MFW i zespołu urządzeń na systemy obronności państwa, w tym na system zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej, morskiej łączności radiowej oraz system kontroli służb ruchu lotniczego Sił Zbrojnych RP oraz na systemy zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej i morskiej łączności radiowej Straży Granicznej. Tym samym uzupełniono oczywistą lukę prawną, przyczyniając się do poprawienia bezpieczeństwa na morzu.

e. Terminy dot. certyfikatu zgodności projektowej

Zgodnie ze znowelizowanym art. 113g ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim doprecyzowano, że certyfikat zgodności projektowej będzie wydawany przed rozpoczęciem robót budowlanych polegających, w przypadku MFW na instalacji pierwszych fundamentów morskich turbin wiatrowych lub stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu. Jeżeli chodzi o zespół urządzeń roboty budowlane będą polegały na ułożeniu pierwszych kabli w dnie morskim lub na nim. Tym samym skonkretyzowano, na czym dokładnie mają polegać roboty budowlane, przed rozpoczęciem których należy uzyskać certyfikat potwierdzający zgodność projektu budowlanego z normami technicznymi określającymi wymagania, jakie musi spełnić MFW lub zespół urządzeń, oddalając zarazem ryzyko konieczności ponownej certyfikacji.

f. Eksploatacja statków związanych z budową i obsługą serwisową MFW i powiązanej infrastruktury

Proponowane przepisy mają na celu dopuszczenie jednostek niekonwencyjnych do operowania w żegludze krajowej i ustanowienia niedyskryminacyjnych przepisów – armatorzy jednostek

pod obcą banderą będą musieli spełnić takie same wymagania jak armatorzy jednostek pod polską banderą, a w przepisach ustawy zaproponowano sposób weryfikacji spełniania tych wymagań.

Wymagania w zakresie budowy, stałych urządzeń i wyposażenia zapewniającego bezpieczne uprawianie żeglugi, ochronę środowiska morskiego oraz bezpieczeństwo życia i zdrowia osób przebywających na statkach niepodlegających umowom międzynarodowym określają przepisy art. 12 ustawy oraz rozporządzenia wydane na podstawie art. 12 ust. 2 UBM.

W nowym art. 86¹ UBM zaproponowano procedurę, zgodnie z którą armator będzie występował do dyrektora urzędu morskiego właściwego dla portu, z którego prowadzona jest żegluga realizowana w ramach budowy i obsługi serwisowej MFW, wskazując planowany sposób eksploatacji statku. Dyrektor urzędu morskiego, po analizie dokumentacji, w szczególności wystawionego przez uznaną organizację po przeglądzie technicznym przeprowadzonym na statku dokumentu potwierdzającego spełnianie wymagań nie mniejszych niż określone w przepisach wydanych na podstawie art. 12 ust. 2 dla statków o polskiej przynależności, będzie wydawał pozwolenie na eksploatację. Dyrektor urzędu morskiego, jako organ inspekcyjny, będzie miał prawo określić w pozwoleniu dodatkowe warunki lub ograniczenia eksploatacji statku. Przewidziano również procedurę wycofania pozwolenia na eksploatację w przypadku stwierdzenia w wyniku inspekcji poważnych uchybień skutkujących zatrzymaniem statku lub powtarzających się naruszeń wymagań określonych w przepisach ustawy.

Załącznik do ustawy wymagał uzupełnienia o ceny inspekcji w celu wydania certyfikatu bezpieczeństwa personelu przemysłowego albo certyfikatu bezpieczeństwa personelu.

15. Specjalistyczne statki techniczne

Doprecyzowano art. 108 UBM o odniesienie do statków instalacyjnych, kablowców oraz statków badawczych.

16. Zwolnienie z opłaty za grunty pokryte wodami Skarbu Państwa stref ochronnych i stref bezpieczeństwa dla kabli MFW

Intencją projektodawcy w zakresie zmiany art. 261 ustawy Prawo wodne jest wyłącznie zwolnienie z opłaty rocznej gruntów pokrytych wodami pod strefami ochronnymi na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego, w tym strefami bezpieczeństwa, o których mowa w art. 24 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, oddanymi w użytkowanie podmiotom, które uzyskały pozwolenie, o

którym mowa w art. 26 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, lub decyzję, o której mowa w art. 5 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (Dz. U. poz. 1199), dotyczące m.in. zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy offshore wind lub jego elementów, a także elementów sieci przesyłowej elektroenergetycznej, za których ruch sieciowy odpowiedzialny jest operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

Zwolnienie z opłaty rocznej za grunty pokryte wodami Skarbu Państwa stref ochronnych, w tym stref bezpieczeństwa dla kabli MFW, a także elementów sieci przesyłowej elektroenergetycznej, za których ruch sieciowy odpowiedzialny jest operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego będzie wyłącznie dotyczyło *de facto* obiektów zlokalizowanych w odległości do 22 224 m od linii podstawowej. Zgodnie bowiem z § 2 ust. 1 pkt 6 lit. aa rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 28 grudnia 2017 r. w sprawie wysokości jednostkowych stawek opłaty rocznej za użytkowanie gruntów pokrytych wodami, opłata dotyczy układania i utrzymywania kabli jedynie na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego. Zwolnienie odnosi się do stref ochronnych oraz stref bezpieczeństwa ustanawianych na podstawie art. 24 ustawy o obszarach morskich przez dyrektora urzędu morskiego nie dalej niż 500 m od każdego punktu ich zewnętrznej krawędzi, chyba że inny zasięg strefy jest dozwolony przez powszechnie przyjęte standardy międzynarodowe lub zalecony przez właściwą organizację międzynarodową. Wyliczenie więc całościowego wpływu przedmiotowej regulacji na budżet państwa wymaga określenia powierzchni tych obszarów, co na chwilę obecną nie jest możliwe, gdyż takie strefy nie zostały ustalone.

17. Mapowanie obszarów niezbędnych do wniesienia krajowych wkładów w realizację ogólnego celu unijnego w zakresie energii odnawialnej wyznaczonego na 2030 r. oraz ramy prawne dla wyznaczania OPRO

Pierwszym z projektowanych w tym zakresie rozwiązań jest mapowanie obszarów niezbędnych do wniesienia krajowych wkładów w realizację ogólnego celu unijnego w zakresie energii odnawialnej wyznaczonego na 2030 r. oraz określenia krajowego potencjału i dostępnego obszaru lądowego, podpowierzchniowego, wód morskich lub wód śródlądowych, który jest niezbędny do lokalizowania instalacji OZE, a także powiązanej z nimi infrastruktury, takiej jak instalacje sieciowe i magazynowe, w tym do magazynowania energii cieplnej. Efektem powyższego działania będą cyfrowe mapy, których zasoby obejmą całe terytorium Polski

w zakresie poszczególnych rodzajów odnawialnych źródeł energii, obejmując szereg aspektów mających wpływ na potencjał instalowania urządzeń OZE.

Definicja map potencjału odnawialnego źródła energii została zaproponowana jako art. 2 pkt 18a w ustawie OZE.

Przed wszystkim jednak przepisy zawarte w przedmiotowym projekcie wprowadzają do ustawy OZE nowy „Rozdział 7b. Instrumenty wspierające procesy inwestycyjne instalacji odnawialnego źródła energii”.

W art. 160e ust. 1 zapewniają publikację map potencjału przez ministra właściwego ds. klimatu. Należy w tym miejscu podkreślić, że utworzenie samego narzędzia stanowi przedmiot równoległych działań pozalegisłacyjnych Ministra Klimatu i Środowiska. Mapy potencjału OZE zostaną opracowane w oparciu o kompleksową specyfikację techniczną zawierającą wielorakie i szczegółowe kryteria mapowania. W projekcie ustawy, w celu zapewnienia implementacji art. 15b ust. 2 dyrektywy 2023/2413, wskazano jedynie przykładowo kryteria, którymi powinien się kierować minister właściwy do spraw klimatu sporządzając mapy potencjału odnawialnego źródła energii a mianowicie:

- 1) dostępność energii ze źródeł odnawialnych oraz potencjał w zakresie wytwarzania energii w poszczególnych rodzajach instalacji odnawialnego źródła energii;
- 2) przewidywane zapotrzebowanie na energię, z uwzględnieniem usług elastyczności w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne, poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 3 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej oraz integracji instalacji odnawialnego źródła energii z systemem przesyłowym i dystrybucyjnym;
- 3) dostępność niezbędnej infrastruktury technicznej, w tym sieci, magazynów energii oraz możliwość budowy lub modernizacji tej infrastruktury.

Mapowanie przedstawi dostępność energii dla wszystkich kluczowych technologii OZE – fotowoltaiki, lądowej energetyki wiatrowej, biogazowni i biometanowni, morskich farm wiatrowych, instalacji geotermalnych oraz hydroelektrowni. W procesie mapowania konieczne będzie także uwzględnienie infrastruktury towarzyszącej – sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, magazynów energii elektrycznej i ciepłej, infrastruktury przyłączeniowej oraz systemów zarządzania energią. Przedmiotem mapowania, nie będzie natomiast technologia spalania biomasy, gdyż nie stanowi ona kluczowej technologii z punktu widzenia dalszego rozwoju OZE w Polsce. Podejście to jest zgodne z dyrektywą RED III.

W zakresie metodologicznym specyfikacja techniczna definiuje szczegółowe wskaźniki oceny potencjału oraz metody kalkulacji generacji energii, wraz z wytycznymi dotyczącymi źródeł i zarządzania danymi. Określa wymogi techniczne dla mapy zasobów, w tym format cyfrowy kompatybilny z Geoportalem, możliwość integracji z systemami planowania przestrzennego oraz procedury aktualizacji i walidacji danych.

Specyfikacja zawiera wymagania dokumentacyjne dotyczące rekomendowanych źródeł danych, mapowania oraz standardów prezentacji wyników dla każdej technologii OZE.

Na tej podstawie wykonawca opracuje mapę określającą ilościowy potencjał OZE (wyrażony w MW i MWh) wraz ze wskazaniem lokalizacji optymalnych dla rozwoju instalacji.

Jednocześnie na podstawie projektowanego art. 160e ust. 3 Minister Klimatu i Środowiska, w ramach aktualizacji zintegrowanego krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu, będzie dokonywał weryfikacji konieczności potrzeb wprowadzenia zmian w mapach potencjału odnawialnego źródła energii oraz, w przypadku stwierdzenia takiej potrzeby, ich aktualizacji. Niemniej, zgodnie z art. 18 projektu pierwsza aktualizacja map potencjału odnawialnego źródła energii powinna nastąpić w terminie do dnia 31 grudnia 2028 r., co ma korespondować z rezultatami reformy planowania przestrzennego, sporządzaniem planów ogólnych i planów miejscowych, które będą miały wymierny wpływ na kryterium planistyczne, będące jednym z kluczowych dla wykorzystania tworzonych narzędzi rozwoju OZE.

Zaprojektowany art. 2 pkt 18b ustawy OZE wprowadza natomiast definicję map wrażliwości przyrody, które również w formie cyfrowej będą wskazywać obszary cenne pod względem przyrodniczym, narażone na niekorzystne oddziaływanie instalacji OZE.

Zgodnie z art. 160h mapy wrażliwości przyrody w formie cyfrowej sporządzają regionalni dyrektorzy ochrony środowiska (ust. 1) i publikują w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej obsługującego ich urzędu (ust. 2). Mapy wrażliwości przyrody mogą być także aktualizowane na skutek przeglądu krajowego planu odbudowy zasobów przyrodniczych (ust. 3).

Na podstawie art. 20 niniejszego projektu ustawy, sporządzenie po raz pierwszy map wrażliwości przyrody powinno nastąpić w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy.

Niniejszy projekt, w zakresie rozwiązań mających na celu przyspieszanie inwestycji OZE, proponuje jednocześnie wprowadzenie definicji obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii (art. 2 pkt 19d w ustawie OZE), których wdrożenie ma być

następstwem mapowania potencjału OZE, stanowiąc podzbiór wskazanych w nim obszarów, zgodnie z projektowanym art. 160f do ustawy OZE.

Na podstawie ww. art. 160f wyznaczanie obszarów przyspieszonego rozwoju OZE ma być możliwe jednocześnie wyłącznie na terenie, który objęty jest miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego umożliwiającym lokalizowanie danego rodzaju instalacji OZE. Takie rozwiązanie ma zapewnić spójność idei OPRO, która zakłada wyznaczanie takich obszarów tam, gdzie jest to uzasadnione nie tylko względami środowiskowymi, lecz również m.in. kwestiami związanymi z ładem przestrzennym, z obowiązującym, konsultowanym prawem miejscowym, co ma żywotnie przyczynić się do zrównoważonego, akceptowalnego społecznie dalszego rozwoju sektora OZE.

Szczególną formą miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego jest Zintegrowany Plan Inwestycyjny (ZPI), który uchwała się na wniosek inwestora, zatem należy podkreślić, że obszary przyspieszonego rozwoju OZE będą mogły być lokalizowane także na podstawie tego typu dokumentów.

Warto w tym miejscu również zaznaczyć, że zgodnie z załącznikiem nr 1 do rozporządzenia Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 17 grudnia 2021 r. w sprawie wymaganego zakresu projektu miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego (Dz. U. poz. 2404), w ramach terenu produkcji (poziom I) sklasyfikowany został teren produkcji energii (poziom II), w ramach którego mieści się teren elektrowni słonecznej oraz teren elektrowni wiatrowej. Dlatego też jeżeli w planie miejscowym wyznaczono teren produkcji lub teren produkcji energii, możliwa jest tam także lokalizacja instalacji OZE.

W oparciu o art. 160g OPRO mają być wyznaczane przez organy samorządu województwa na podstawie planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawianego źródła energii, dalej “plany obszarów przyspieszonego rozwoju OZE” lub „plany OPRO”. Plany obszarów przyspieszonego rozwoju OZE sporządza się wyłącznie dla obszarów znajdujących się w granicach administracyjnych województwa i oddzielnie dla danego rodzaju odnawialnego źródła energii (ust. 1). Dla danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii na terenie tego samego województwa można sporządzić więcej niż jeden plan obszarów przyspieszonego rozwoju OZE (ust. 2), co ma pozwolić na większą swobodę w procedowaniu i wyznaczaniu takich obszarów. Jednocześnie pojedynczy plan dotyczący instalacji OZE jednego rodzaju może wyznaczać kilka obszarów, które określone zostaną mianem obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji OZE.

Zgodnie z art. 160g ust. 3 plan obszarów przyspieszonego rozwoju OZE powinien określać:

- rodzaj odnawialnego źródła energii, dla którego jest on sporządzany;
- granice obszarów w formie wektorowej, które uznaje się za obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnych źródeł energii, uznając za priorytetowe tereny przekształcone, tj. m.in. tereny przemysłowe i poprzemysłowe, zdegradowane nienadające się do wykorzystania w rolnictwie, sztuczne zbiorniki wodne oraz obszary infrastruktury technicznej lub transportowej (lit. a), wyłączając jednocześnie obszary form ochrony przyrody, krajobrazy priorytetowe, szlaki migracyjne zwierząt i inne obszary określone na podstawie map wrażliwości przyrody, za wyjątkiem sztucznych powierzchni znajdujących się na tych obszarach (lit. b), co oznacza, że w przypadku dużej liczby terenów na których mogą być tworzone OPRO, w pierwszej kolejności należy brać pod uwagę tereny zdegradowane i nienaturalne,
- środki łagodzące, jakie należy zastosować przy lokalizowaniu poszczególnych instalacji odnawialnego źródła energii, w celu uniknięcia negatywnego oddziaływania na środowisko lub znacznego zmniejszenia tego oddziaływania.

W celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych, przykładowo wskazano co należy zaliczyć do powierzchni sztucznych (dachy, parkingi, infrastruktura transportowa) oraz do środków łagodzących (ograniczenie uciążliwości instalacji odnawialnego źródła energii lub skrócenie liczby godzin pracy tej instalacji).

W ust. 4 wymieniono także strategiczne dokumenty sporządzane na poziomie województwa, które należy wziąć pod uwagę sporządzając plany obszarów przyspieszonego rozwoju OZE.

Art. 160g ust. 5 określa warunki jakie muszą spełniać osoby sporządzające projekty planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE.

Z kolei art. 160g ust. 6 wprowadza delegację ustawową do wydania przez ministra wł. ds. klimatu w uzgodnieniu z ministrem wł. ds. budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa rozporządzenia, które określi sposób przygotowania projektu planów obszarów OZE oraz sposób dokumentowania prac w zakresie planu obszarów OZE, uwzględniając możliwość dokonania oceny prawidłowości tych prac.

W art. 160i przedstawia się natomiast procedurę sporządzania planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE. Mając na uwadze powyższe należy podkreślić, że kluczowymi organami i podmiotami w procesie uchwalania planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE będą

władze wojewódzkie, a także gminy położone na terenie objętym sporządzanym planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, gminy sąsiednie oraz właściwi miejscowo regionalni dyrektorzy ochrony środowiska i przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii.

W pierwszej kolejności, to sejmik województwa ma podejmować uchwałę o przystąpieniu do sporządzenia planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE (ust. 1), natomiast marszałek województwa, zgodnie z ust. 2, ma kolejno:

- informować gminy o przystąpieniu do sporządzenia projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, określając sposoby, miejsce, termin na składanie wniosków do projektu,
- sporządzać projekt planu obszarów OZE wraz z uzasadnieniem,
- występować o uzgodnienie do wójtów (burmistrzów, prezydentów miast) gmin położonych na terenie objętym sporządzanym planem obszarów OZE, opinię do wójtów (burmistrzów, prezydentów miast) gmin sąsiednich, opinię do starostów, na których obszarze właściwości znajdują się gminy położone na terenie objętym sporządzanym planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, uzgodnienie do właściwego regionalnego dyrektora ochrony środowiska po uprzednim uzyskaniu opinii, uzgodnienie do właściwego dyrektora parku narodowego w przypadku określenia OPRO na sztucznych powierzchniach parku narodowego, uzgodnienie do właściwego dyrektora parku krajobrazowego w przypadku określenia OPRO na sztucznych powierzchniach parku krajobrazowego, opinię do właściwego przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii (pod kątem infrastrukturalnym i dostępności wolnych mocy przyłączeniowych), opinię do właściwego terytorialnie organu administracji wodnej w zakresie obszarów wód śródlądowych, a także o opinię do geologa wojewódzkiego w zakresie obszarów podpowierzchniowych,
- wprowadzać zmiany do projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE wynikające z przeprowadzonych konsultacji społecznych, uzgodnień i opiniowania,
- w niezbędnym zakresie ponawiać konsultacje społeczne, uzgodnienia i opiniowanie, a także
- przedstawiać sejmikowi województwa projekt planu obszarów OZE.

Jednocześnie należy zauważyć, że sama realizacja konkretnej inwestycji w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii będzie podlegała standardowej procedurze wynikającej

z przepisów odrębnych, dlatego nie ma potrzeby na tym etapie wskazywania szerszego kręgu podmiotów, z którymi projekt planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE byłby uzgadniany czy opiniowany. Obligatoryjne wskazanie takiego katalogu prowadziłoby do niepotrzebnego wydłużenia procedury spowodowanego dwukrotnym uzgadnianiem i opiniowaniem.

Tworzenie OPRO, zgodnie z projektowanym do ustawy OZE art. 160j, możliwe jest także za pośrednictwem procedury wnioskowania o jego wyznaczenie przez radę gminy do marszałka województwa, jeżeli gmina spełnia kryteria określone w art. 160f, lub o aktualizację obowiązującego planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE. Przedmiotowe zgłoszenie, przewidziane jeszcze w trakcie trwania procedury uchwalania planu OPRO, ma umożliwić gminom większy wpływ na dokonywane postanowienia oraz ma pozwolić na uniknięcie zbyt częstych zmian obowiązujących dokumentów. Marszałek województwa będzie zobowiązany do poinformowania rady gminy o sposobie rozpatrzenia wniosku w terminie 3 miesięcy od dnia jego wpłynięcia.

Formuła uchwalania planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE została określona w art. 160k. Na podstawie ust. 1, obowiązek ten nakłada się na sejmik województwa, natomiast następnie uchwałę w sprawie uchwalenia przedmiotowego planu wraz z dokumentacją prac planistycznych marszałek województwa przekazuje wojewodzie w celu oceny zgodności z przepisami prawnymi oraz ogłoszenia w wojewódzkim dzienniku urzędowym, o czym mówi ust. 2.

Należy zaznaczyć, że uchwała o wyznaczeniu OPRO będzie mogła zostać zaskarżona na zasadach ogólnych na podstawie art. 91 ustawy z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie województwa, zgodnie z którym przepisy art. 90 (możliwość zaskarżenia do sądu administracyjnego) stosuje się odpowiednio, gdy organ samorządu województwa nie wykonuje czynności nakazanych prawem albo, przez podejmowane czynności prawne lub faktyczne, narusza prawa osób trzecich.

Art. 160l ust. 1 wskazuje pochodzenie środków finansowych na sporządzenie planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE. W tym miejscu trzeba zaznaczyć, że tryb uchwalania planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE przemawia za traktowaniem ich jako zadanie zlecane samorządowi województwa. Dlatego wzorując się na przepisach innych ustaw (np. art. 20 ust. 1 ustawy z dnia 12 marca 2004 r. o pomocy społecznej) w projektowanym art. 160l ust. 2 wskazano wprost, że sporządzenie planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE lub ich

aktualizacji jest zadaniem z zakresu administracji rządowej realizowanym przez samorząd województwa.

Art. 160m określa natomiast reguły dokonywania przeglądów i aktualizacji map potencjału odnawialnego źródła energii oraz planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE.

Fundamentalnym założeniem OPRO jest ich wyznaczanie w miejscach, które nie budzą zastrzeżeń z punktu widzenia ochrony środowiska (tereny o niskim ryzyku środowiskowym), co ma pozwolić na znaczące ułatwienie i przyspieszenie procedury środowiskowej. Zgodnie z art. 48 ust. 9 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, plany obszarów przyspieszonego rozwoju OZE będą obowiązkowo podlegać procedurze strategicznej oceny oddziaływania na środowisko.

Z kolei w oparciu o projektowany art. 160n ust. 1 ustawy OZE realizacja inwestycji OZE lokalizowanych w granicach obowiązującego planu obszaru OZE oraz lokalizowanych na tym obszarze urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci, co do zasady nie będzie wymagać:

- uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko, w przypadku kwalifikacji:
 - a) instalacji wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru zaliczanych do przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko;
 - b) instalacji OZE oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do jej przyłączenia do sieci, do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko
- przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000, w przypadku elektrowni wykorzystujących energię odnawialną.

Zgodnie z ust. 2 przepisu ust. 1 nie stosuje się do planowanych inwestycji mogących znacząco transgranicznie oddziaływać na środowisko lub w stosunku, do których inne państwo powiadomiło, że jest zainteresowane uczestnictwem w postępowaniu w sprawie transgranicznego oddziaływania na środowisko.

Na podstawie ust. 3 inwestor może wystąpić z wnioskiem o wydanie decyzji o pozwoleniu na budowę albo dokonanie zgłoszenia budowy lub wykonywania innych robót budowlanych dla inwestycji po upływie:

- 1) 30 dni – w przypadku inwestycji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 150 kW;
- 2) 45 dni – w przypadku inwestycji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 150 kW

– od jej zgłoszenia regionalnemu dyrektorowi ochrony środowiska, jeśli w tym czasie organ ten nie wniesie sprzeciwu w drodze decyzji.

Zgłoszenia planowanej inwestycji regionalnemu dyrektorowi ochrony środowiska dokonuje się w formie dokumentu elektronicznego, w oparciu o ust. 4, przy czym ust. 5 wskazuje katalog informacji niezbędnych do dołączenia do przedmiotowego zgłoszenia.

Następnie regionalny dyrektor ochrony środowiska niezwłocznie udostępnia informację o zgłoszeniu na stronie Biuletynu Informacji Publicznej, wraz z podaniem miejsca, rodzaju oraz charakterystycznych elementów planowanej inwestycji (ust. 6). Dodatkowo przed upływem terminu, o którym mowa w ust. 3, regionalny dyrektor ochrony środowiska może z urzędu wydać zaświadczenie o milczącym załatwieniu sprawy, o którym mowa w art. 122f ust. 3 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego. Wydanie przedmiotowego zaświadczenia wyłącza możliwość wniesienia sprzeciwu, o którym mowa w ust. 9, oraz uprawnienia do wystąpienia z wnioskiem o wydanie decyzji o pozwoleniu na budowę albo dokonania zgłoszenia budowy lub wykonywania innych robót budowlanych dla inwestycji (ust. 7). Jednocześnie regionalny dyrektor ochrony środowiska w ramach prowadzonej kontroli może wzywać inwestora o przedstawienie dodatkowych, dostępnych informacji w celu dokonania oceny czy inwestycja jest realizowana w sposób zgodny z planem obszarów OZE (ust. 8).

Regionalny dyrektor ochrony środowiska będzie miał możliwość wniesienia sprzeciwu (ust. 9) w przypadku:

- stwierdzenia, że planowana inwestycja jest niezgodna z postanowieniami planu obszaru OZE, na którym ma być realizowana,
- stwierdzenia, że planowana inwestycja może oddziaływać w sposób znaczący, niezidentyfikowany w ramach strategicznej oceny oddziaływania na środowisko lub na obszar Natura 2000, a przewidziane w planie obszaru OZE lub przez inwestora, środki łagodzące są w tym zakresie niewystarczające,
- stwierdzenia możliwości wystąpienia znaczącego oddziaływania transgranicznego,

– gdy państwo poinformuje, że jest zainteresowane przeprowadzeniem postępowania w sprawie transgranicznego oddziaływania na środowisko.

W przypadku stwierdzenia, że planowana inwestycja może oddziaływać w sposób znaczący, niezidentyfikowany w ramach strategicznej oceny oddziaływania na środowisko lub na obszar Natura 2000, a przewidziane w planie obszaru OZE lub przez inwestora, środki łagodzące są w tym zakresie niewystarczające, regionalny dyrektor ochrony środowiska nakłada obowiązek uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla planowanej inwestycji (ust. 10).

Decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach wydaje się w terminie 6 miesięcy (ust. 11), a w szczególnie uzasadnionych przypadkach, termin ten będzie mógł być przedłużony o okres nie dłuższy niż kolejne 6 miesięcy (ust. 12). Sześciomiesięczny termin wynika z tego, że zakres oceny oddziaływania na środowisko powinien być ograniczony do tych nieprzewidzianych skutków, których nie można złagodzić środkami określonymi w planie obszaru OZE lub dodatkowymi środkami zaproponowanymi przez inwestora podczas zgłoszenia planowanej inwestycji regionalnemu dyrektorowi ochrony środowiska. Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach w tym przypadku powinna być zatem o wiele bardziej ukierunkowana i krótsza niż standardowa, a wszelkie niezbędne badania powinny mieć bardziej ograniczony zakres, skupiony wyłącznie na tych nieprzewidzianych w planie obszarów OZE skutkach.

Z kolei zgodnie z ust. 13 od sprzeciwu, o którym mowa w ust. 9, inwestorowi przysługuje odwołanie do Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska.

Proponowany art. 168 pkt 30 ustawy OZE określa natomiast kary pieniężne za działania związane z realizacją inwestycji, które są niezgodne z właściwym planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, w tym z przyjętymi środkami łagodzącymi. W art. 169 określa się z kolei organy, które je wymierzają, a także organ do którego przysługuje odwołanie od przedmiotowej decyzji.

Dodatkowo, w art. 170 wskazuje się możliwy przedział wysokości ww. kary pieniężnej, a w art. 175 termin jej wniesienia (ust.4) oraz rachunek bankowy na jaki należy ją uiścić (ust. 5).

Sejmik województwa podejmie uchwałę o przystąpieniu do sporządzenia planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy (art. 19 ust. 1). Pierwsze plany obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, zgodnie z art. 19 ust. 2 projektu ustawy, powinny być zaś uchwalone przez sejmik województwa w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy.

Należy w tym miejscu podkreślić, że plany OPRO nie będą wyznaczane dla morskich elektrowni wiatrowych, gdyż tego typu przedsięwzięcia realizowane w polskich obszarach morskich będą każdorazowo powodować oddziaływanie transgraniczne, a zgodnie z dyrektywą RED III w ramach OPRO mogą być realizowane tylko te projekty, które nie powodują znaczących skutków w środowisku innego państwa członkowskiego.

Istotnym elementem projektowanych przepisów jest także art. 7aa ustawy – Prawo energetyczne na podstawie którego przedsiębiorca odbierający energię elektryczną linią bezpośrednią z instalacji zlokalizowanej na obszarze przyspieszonego rozwoju OZE, będący zarazem odbiorcą przemysłowym wpisanym do wykazu odbiorców przemysłowych, prowadzonego przez Prezesa URE, podlega zwolnieniu z tzw. opłaty solidarnościowej.

Zgodnie z przyjętym założeniem przepis ten ma przyczynić się przede wszystkim do popularyzacji wykorzystania linii bezpośredniej dzięki zwiększeniu opłacalności ekonomicznej tego rozwiązania oraz obniżenia kosztów działalności, dekarbonizacji i „zazieleniania” przedsiębiorstw lokalizowanych na terenie Polski oraz wzmocnienia ich konkurencyjności, jak i całej gospodarki narodowej przez zwiększenie atrakcyjności inwestycyjnej.

W związku z wdrożeniem przedmiotowych zmian, mając na uwadze wprowadzenie nowych obowiązków oraz konieczność realizacji dodatkowych zadań pozostających we właściwości określonych organów, konieczne są zmiany w limitach wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw klimatu, samorządów województw i Regionalnych Dyrektorów Ochrony Środowiska.

W przypadku nowych obowiązków Głównego Inspektora Ochrony Środowiska oraz Wojewódzkich Inspektorów Ochrony Środowiska wprowadza się także nowy rodzaj kar administracyjnych za realizację inwestycji na obszarze przyspieszonego rozwoju OZE w sposób niezgodny z właściwym planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, w tym z przyjętymi środkami łagodzącymi.

Rozwiązania wdrażające ideę OPRO mają zapewnić pełną transparentność i znaczące przyspieszenie procesów inwestycyjnych OZE, uwzględniając usystematyzowane podejście do jego najistotniejszych elementów. Tym samym wdrożenie ram prawnych dla OPRO, w ocenie projektodawcy zapewni realizację art. 16a dyrektywy RED III, który wskazuje, że proces wydawania zezwoleń, o którym mowa w art. 16 ust. 1, w przypadku projektów dotyczących energii odnawialnej realizowanych na obszarach przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych, powinien trwać nie dłużej niż 12 miesięcy.

Zgodnie z dyrektywą RED III, przynajmniej jeden obszar przyspieszonego rozwoju OZE powinien zostać wyznaczony do 21 lutego 2026 r.

18. Inne zmiany

a. Umożliwienie działalności spółdzielni energetycznych w gminach miejskich

Obowiązujące przepisy uniemożliwiają tworzenie spółdzielni energetycznych na obszarach gmin miejskich. Zaproponowana zmiana art. 38e ust. 1 pkt 1 wychodzi naprzeciw znacznemu zainteresowaniu gmin, spółdzielni i wspólnot mieszkaniowych, a także innych podmiotów zlokalizowanych poza obszarami gmin wiejskich i miejsko-wiejskich. Jednostki te charakteryzują się nie rzadko wysokim zużyciem energii elektrycznej i ciepłej, stwarzając potencjał do zrzeszania kooperatyw energetycznych oraz lokalnego, efektywnego wytwarzania i bilansowania energii. Rozwiązanie to pozwoli na znaczną redukcję w ich kosztach energii, stając jednocześnie naprzeciw problemowi ubóstwa energetycznego.

Do czasu wydania przez Komisję Europejską decyzji stwierdzającej zgodność z rynkiem wewnętrznym zastosowanie przepisów wspierających spółdzielnie energetyczne do gmin miejskich jest zawieszone.

b. Poprawa warunków funkcjonowania prosumenta lokatorskiego

Zmiana art. 4b ust. 12 ustawy OZE umożliwi zawarcie umowy oraz zastosowania mechanizmów uniemożliwiających wprowadzanie energii elektrycznej do sieci w sytuacji, gdy ceny energii są ujemne.

Kolejna z proponowanych zmian, dotycząca art. 4c ust. 11 ustawy OZE, zakłada:

- a) usunięcie ograniczenia dotyczącego wymogu umiejscowienia instalacji na budynku. Uniemożliwia to wykorzystanie powierzchni, które naturalnie nadają się na zamontowanie instalacji OZE, np. dachów garaży i wiat parkingowych;
- b) zastąpienie słów „części wspólnej” pojęciem nieruchomości wspólnej, zdefiniowanym w art. 3 ust. 2 ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali jako „grunt oraz części budynku i urządzenia, które służą wyłącznie do użytku właścicieli lokali”. Zmiana ta usunie potencjalne wątpliwości co do tego, że mikroinstalacja może również wytwarzać energię na np. potrzeby zewnętrznego oświetlenia osiedlowego.

Zmiana 4c ust. 16 zakłada umożliwienie wydatkowania zgromadzonych środków w ramach depozytu prosumenckiego na przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej.

c. Ułatwienie zawierania umów w ramach klastra energii

Głównym aspektem proponowanego rozwiązania jest brak obowiązku wyboru jednego zwycięskiego wykonawcy i powierzenie realizacji zadania członkom klastra, którzy spełniają warunki określone przez członka klastra, który planuje nabycie energii elektrycznej, ciepła lub paliw w ramach klastra, którego jest członkiem. Prawdopodobność takiego podejścia jest poparta wyrokiem TSUE z 1.3.2018 r. w sprawie C-9/17 (Tirkkonen).

Aby procedura zakupu energii wewnątrz klastra energii podlegała powyższemu trybowi:

- Potencjalny nabywca musi ustalić kryteria kwalifikacji, po których spełnieniu każdy członek klastra może zawrzeć z nim umowę.
- Decyzja nie może być podjęta na zasadzie „porównania ofert”, ale zawarcia umów ze wszystkimi podmiotami spełniającymi kryteria podane w informacji przez potencjalnego nabywcę.
- Potencjalny nabywca może żądać od oferentów oświadczeń lub innych zabezpieczeń dających gwarancję, że dostawy energii będą realizowane prawidłowo.

Niniejsze założenia zaimplementowano w następujący sposób. Po pierwsze, w art. 38aa w ust. 2 dodano pkt 7, który wymaga, aby porozumienie klastra energii przewidywało równy i otwarty dostęp do członkostwa w klastrze energii. Z przepisu przejściowego wynika, że uzupełnienie porozumienia klastra o procedury przyjmowania nowych członków, które zapewnią tego rodzaju dostęp do klastra, jest konieczne jeżeli członkowie klastra chcą skorzystać z procedury przewidzianej w art. 38ag. W przypadku zawarcia umów w tej procedurze, bez uzupełnienia porozumienia klastra, umowy takie będą obarczone wadą nieważności. Uzupełnienie porozumienia klastra energii stanowi zmianę tego porozumienia, wobec czego stosuje się do niej 38ac ust. 10 ustawy OZE.

Po drugie, wprowadzono transparentny sposób informowania członków klastra o możliwości zawarcia umowy. Co więcej, członkowie klastra energii, o których mowa w art. 2 pkt 15a lit. a-c będą zobowiązani najpóźniej na 30 dni przed wykonaniem czynności związanej z rozpoczęciem proponowanej procedury związanej z nabyciem energii, do podania do publicznej wiadomości informacji o zawartym porozumieniu klastra energii, tak aby zapewnić pełną transparentność i efektywność działań związanych z procesem zawierania umów z członkami klastra. Zapewni to pełną przejrzystość w zakresie podmiotów uprawnionych do korzystania z tego rozwiązania, a także zapobiegnie ewentualnemu kwestionowaniu przez społeczność lokalną decyzji o dostawach energii w ramach danego klastra energii. Ponadto, umożliwi potencjalnie zainteresowanym producentom energii przystąpienie do tego klastra

energii. Informacja o możliwości zawarcia umowy przekazana będzie mogła być w sposób dowolny. Ponadto, definiowana przez dodawany art. 38ag ust 1 umowa na dostawę energii elektrycznej, ciepła i paliw w ramach klastra powiązana została z umową sprzedaży zawieraną na podstawie art. 5 ust. 2 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne. Zarówno ogłoszenie jak i projekt umowy powinny być ściśle powiązane z elementami składowymi umowy dotyczącej sprzedaży energii. Odwołanie to pozwoli na uniknięcie wątpliwości co do typu umowy sprzedaży energii i stosowania wymogów wynikających z Prawa energetycznego. Dodatkowo zaproponowano, by nabycie energii następowało na własne potrzeby, tj. aby jednostki związane z jednostką samorządu terytorialnego nabywały te energie jako odbiorcy końcowi.

Po trzecie, art. 38ag ust. 3 przewiduje kryteria i warunki, które powinna zawierać informacja o możliwości zawarcia umowy. W szczególności, obligatoryjne jest opisanie przedmiotu umowy oraz określenie ogólnej ilości energii elektrycznej, ciepła lub paliw, która ma być przedmiotem dostawy, a także maksymalnej ceny. Art. 38ag ust. 3 pkt 3 określa, że członek klastra będący nabywcą może ustalić minimalne ilości energii elektrycznej, ciepła lub paliw, które należy zadeklarować, w celu uniknięcia zbytniego rozdrobnienia dostaw i ich optymalnej realizacji. Jednocześnie należy określić warunki, którym podlegają podmioty, które nie są w stanie zadeklarować minimalnego poziomu. Warunki takie nie mogą mieć charakteru dyskryminacyjnego i muszą zapewnić równe traktowanie dla wszystkich.

Po czwarte, umowa zawierana jest ze wszystkimi członkami klastra, którzy złożą kompletne zgłoszenia, o których mowa w art. 38ag ust. 3 pkt 6. Zgłoszenie kompletne oznacza zgłoszenie, które spełnia warunki określone w art. 38ag ust. 6. W szczególności musi ono zawierać informację o akceptacji warunków dostawy. Oznaczenie członka klastra energii składającego zgłoszenie, o którym mowa w art. 38ag ust. 6 pkt 1, ze względu na obecność danych identyfikacyjnych w porozumieniu klastra energii a więc brak pojawienia się nowych danych, będzie w pełni wystarczające i precyzyjne. Ponadto, cała procedura odbywa się w ramach klastra energii i zawartego porozumienia.

Po piąte, w celu zapewnienia inkluzywności procesu, jeżeli zadeklarowany przez dostawców wolumen przekroczy zapotrzebowanie nabywcy, umowę zawiera się w stosunku do wolumenów obniżonych proporcjonalnie do udziału danego wolumenu jednostkowego w sumie wolumenów zadeklarowanych przez wszystkich zainteresowanych (art. 38ag ust. 8).

Po szóste, określone zostały ogólne ramy, w ramach których funkcjonuje procedura zawierana umów. Ustanowienie powyższych rozwiązań, jako szczególnych ułatwień (korzyści), jest

ograniczone do członków klastrów energii. Będzie obejmować wyłącznie klastry energii wpisane do rejestru klastrów energii prowadzonego przez Prezesa URE (<https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/klastry>). Zarówno nabywca, jak i dostawcy muszą być członkami tego samego klastra energii. Energia elektryczna, ciepło lub paliwa muszą być wytworzone wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, przez członków klastra, w instalacjach odnawialnych źródeł energii, które zostały objęte wnioskiem o wpis klastra do rejestru.

d. Miarkowanie kar dla wytwórców energii elektrycznej w instalacjach OZE

W związku z wyrokami Trybunału Konstytucyjnego, dalej: „TK”, dotyczącymi nakładania kar pieniężnych na wytwórców paliw i energii (tj. wyrok z 17 października 2024 r. Sygn. akt P 3/23 oraz wyrok z dnia 3 kwietnia 2025 r. Sygn. akt P 8/21) niezbędne stało się odstępnie od określenia w przepisach prawa sztywnego poziomu wysokości kar pieniężnej nakładanej na wytwórców energii elektrycznej lub biogazu w instalacjach odnawialnych źródeł energii.

Jak wskazano w uzasadnieniu wyroku z dnia 3 kwietnia TK, powyższy sztywny sposób określenia kary „nie pozwala na ocenę, czy środki represji administracyjnej są odpowiednie i proporcjonalne do konkretnego przypadku naruszenia prawa. Przepisy ustawy uniemożliwiają zastosowanie art. 189f ustawy z dnia 14 czerwca 196 r. Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2024 r. poz. 572), a hipoteza normy pozwalającej na odstępnie od wymierzenia kary (art. 174 ust. 2 ustawy OZE) została zakreślona bardzo wąsko. W konsekwencji, nakładana kara nie odnosi się do indywidualnego przypadku naruszenia prawa i jest, bez względu na okoliczności, w tej samej wysokości”.

W uzasadnieniu TK przypominał ponadto, że z jego dotychczasowego orzecznictwa wynika, że „nie sama represyjność, ale dopiero nadmierna represyjność administracyjnej kary pieniężnej w stosunku do okoliczności stosowania przepisu sankcjonującego może przemawiać za jej niekonstytucyjnością”.

Ponadto TK wskazuje, że „ustalając sztywną wysokość kary (...) i jednocześnie nie wprowadzając możliwości jej miarkowania z uwzględnieniem okoliczności zezwalających na złagodzenie odpowiedzialności sprawcy naruszenia nie spełnia wymogów wskazanych w orzecznictwie Trybunału. Choć samo wprowadzenie tego rodzaju kary mogłoby być uznane za uzasadnione, to jednocześnie brak możliwości uwolnienia się od odpowiedzialności przez podmiot, który nie dopełnił obowiązku administracyjnego, brak adekwatności sankcji do stopnia naruszenia dobra chronionego oraz brak możliwości jej oceny przez sąd kontrolujący

postępowanie administracyjne stanowią o naruszeniu zasady proporcjonalności, a w konsekwencji także art. 2 Konstytucji”.

W związku z powyższym, niezbędne staje się wprowadzenie możliwości miarkowania kar do wszystkich ustalonych na sztywno kar możliwych do nałożenia na wytwórców oze, co umożliwi zadośćuczynienie zarzutowi niekonstytucyjności tych przepisów oraz ich dostosowanie do wymogów orzecznictwa TK.

Nadto wskazać należy, iż w uzasadnieniu do tego wyroku TK wskazał wprost, że „ustawodawca powinien więc dokonać odpowiednich zmian legislacyjnych w odniesieniu do wszystkich adresatów kwestionowanych przepisów”.

Powyższe będzie także działaniem proprzedsiębiorczym, z uwagi na fakt, że w 2024 r. blisko 800 kar (to jest prawie 87% wszystkich nałożonych przez Prezesa URE kar) zostało przyznanych za przewinienia o niewielkiej wadze, będące wynikiem niewiedzy, nie zaś złej woli wytwórcy i jednocześnie stanowiące dla nich duże obciążenie ekonomiczne.

Projektodawca określił ponadto, że do spraw wszczętych i niezakończonych przed wejściem w życie przepisów niniejszej ustawy stosowane będą przepisy nowe, w myśli proprzedsiębiorczego działania organów wymierzających karę.

e. Współczynnik 0,5 dla świadectw pochodzenia w instalacjach spalania wielopaliwowego

Projektodawca określił, że przepis art. 184i ustawy OZE stanowiący, iż energii elektrycznej z OZE wytworzonej z instalacji spalania wielopaliwowego, z wyłączeniem dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego, przysługuje świadectwo pochodzenia skorygowane współczynnikiem 0,5, będzie obowiązywał do dnia 31 grudnia 2035 r., co jest datą odpowiadającą ostatecznemu terminowi obowiązywania systemu świadectw pochodzenia, określonego w art. 44 ust. 5 ustawy OZE.

f. Rozporządzenie dotyczące aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r.

W art. 184n ustawy OZE dokonano jednorocznego przesunięcia w zakresie wydania kluczowego rozporządzenia dla systemu wsparcia opartego o aukcje operacyjne wprowadzone ustawą z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1762, z późn. zm.). Zgodnie z tą zmianą Rada Ministrów wyda rozporządzenie określające maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2026 r., w terminie do dnia 30 września 2026 r. Projektowana zmiana jest

konieczna z uwagi na fakt, że w 2026 r. aukcje operacyjne zostaną przeprowadzone po raz pierwszy, w związku z tym, szczególnie istotne jest, aby Rada Ministrów miała więcej czasu na skonsultowanie, uzgodnienie i wydanie tego rozporządzenia, jak również, aby wydała je z uwzględnieniem jak najbardziej aktualnych potrzeb zmieniającego się rynku, tj. w czasie jak najbliższym aukcjom, które prawdopodobnie będą przeprowadzane w II poł roku. Jednorazowe wydanie rozporządzenia na podstawie art. 184n odpowiada na wskazane potrzeby. W związku z tym, w 2026 r. nie zostanie wydane rozporządzenie na podstawie art. 83c ust. 3 – upoważnienie to będzie realizowane w kolejnych latach, po wyekspirowaniu epizodycznego upoważnienia z art. 184n.

g. Spełnienie kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych przez paliwa z biomasy

Obecne brzmienie ustawy o odnawialnych źródłach energii prowadzi do wewnętrznej sprzeczności przepisów dotyczących obowiązku spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych przez paliwa z biomasy wykorzystywane w instalacjach, o których mowa w art. 135a ust. 8 tej ustawy.

Przepis art. 135a ust. 8 ustawy o odnawialnych źródłach energii wskazuje, że wymogi w zakresie kryteriów zrównoważonego rozwoju określonych w art. 28ba–28bcb i art. 28bcc ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, o których mowa w ust. 3, dla paliw z biomasy stosuje się do:

- 1) paliw gazowych z biomasy, które są wykorzystywane w instalacjach odnawialnego źródła energii, oddanych do eksploatacji po 31 grudnia 2023 r., wytwarzających energię elektryczną, ciepło lub chłód o całkowitej nominalnej mocy cieplnej instalacji wynoszącej co najmniej 2 MW;
- 2) paliw stałych z biomasy, które są wykorzystywane w instalacjach odnawialnego źródła energii, oddanych do eksploatacji po 31 grudnia 2020 r., wytwarzających energię elektryczną, ciepło lub chłód o całkowitej nominalnej mocy cieplnej instalacji wynoszącej co najmniej 20 MW.

Jednocześnie kolejny ustęp tego artykułu (ust. 9) wskazuje jak ustalić całkowitą nominalną moc cieplną, o której mowa powyżej, w przypadku braku jej określenia w dokumentacji technicznej. Przez wskazanie w ust. 9 na wyznaczanie jej jako iloczyn mocy zainstalowanej elektrycznej tej instalacji oraz sprawności elektrycznej urządzeń wytwórczych do wytwarzania energii elektrycznej określonych w dokumentacji technicznej wszystkich urządzeń zainstalowanych

w tej instalacji odnawialnego źródła energii przepis ust. 9 jest niespójny z przepisem ust. 8 art. 135a ustawy o odnawialnych źródłach energii. Żeby wyeliminować sprzeczność przepisów należy w ust. 9 wyraz „iloczyn” zastąpić wyrazem „iloraz”.

W efekcie wprowadzanej zmiany przepisy dotyczące wymogu certyfikacji będą spójne w ustawie o odnawialnych źródłach energii i jednocześnie będą zgodne z wymogami przepisu art. 29 dyrektywy RED II.

W wyniku wprowadzenia powyższej zmiany wprowadzono przepis przejściowy (projektowany art. 17), który z uwagi na ww. niespójność zapewni równe traktowanie wszystkich podmiotów. W wyniku zaproponowanego przepisu przejściowego przepisy art. 93 ust. 3a-3c ustawy OZE będą miały zastosowanie do wszystkich wytwórców od tego samego terminu, tj. wartość energii elektrycznej wykazanej we wniosku o ujemne saldo nie będzie musiała spełniać wymogu kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz wymogu kryterium ograniczenia emisji gazów cieplarnianych – dotyczy wniosków składanych za okres od 1 lipca 2025 r. do dnia wejścia w życie projektu ustawy UD162.

Wraz z wnioskiem o ujemne saldo wytwórca będzie zobowiązany do złożenia sprawozdania miesięcznego zawierającego informacje, o których mowa w art. 93 ust. 2 pkt 1 i 2 ustawy OZE. Zmiana powinna wejść w życie z dniem wejścia w życie projektu ustawy UD162.

4. WEJŚCIE W ŻYCIE

Zgodnie z przepisem końcowym ustawa wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem art. 3, który wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2026 r. oraz art. 11, który wchodzi w życie z dniem 20 października 2026 r.

Wejście w życie zmian w ustawie – Prawo budowlane określono na 1 stycznia 2026 r., gdyż zmiana ta, potencjalnie, może wpływać na kwestie podatkowe, wskazane jest zatem, aby wchodziła w życie z początkiem roku.

Jako datę wejścia w życie art. 11 wskazano 20 października 2026 r. Data ta jest spójna z datą wejścia w życia art. 38ma ustawy OZE.

5. OCENA ZGODNOŚCI PROJEKTU Z PRAWEM UNII EUROPEJSKIEJ

W ocenie projektodawców projekt ustawy jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

6. NOTYFIKACJA

Projekt ustawy nie podlega procedurze notyfikacji aktów prawnych, określonej w przepisach rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.).

Projekt ustawy nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

7. WPŁYW NA MIKROPRZEDSIĘBIORCÓW ORAZ MAŁYCH I ŚREDNICH PRZEDSIĘBIORCÓW

Projekt ustawy będzie miał pozytywny wpływ na sytuację mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców, gdyż wprowadzając regulacje mające na celu przyspieszenie realizacji i poprawę warunków inwestycyjnych dla projektów morskich farm wiatrowych, gwarantują rozwój przedsiębiorstw zaangażowanych w łańcuch dostaw materiałów i usług.

Nazwa projektu Ustawa o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Klimatu i Środowiska Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Paulina Hennig-Kloska – Minister Klimatu i Środowiska Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Anna Latuszek – Zastępca Dyrektora Departamentu Odnawialnych Źródeł Energii, email: anna.latuszek@klimat.gov.pl; Agata Święcka – Naczelniczka Wydziału Morskiej Energetyki Wiatrowej, e-mail: agata.swiecka@klimat.gov.pl	Data sporządzenia 2025.09.18 r. Źródło: Inicjatywa własna: Prawo UE: Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca Dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i Dyrektywę 98/70/WE w zakresie promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca Dyrektywę (UE) 2015/652 Nr w Wykazie prac legislacyjnych i programowych RM UD162

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Obecne regulacje zawarte w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2025 r. poz. 498), zwanej dalej „ustawą offshore wind”, nie zapewniają wystarczająco skutecznego rozwoju morskiej energetyki wiatrowej, dalej: „MEW”, w Polsce. W celu przyspieszenia realizacji i poprawy warunków inwestycyjnych dla projektów morskich farm wiatrowych, dalej „MFW”, proponuje się również zmiany w innych obszarach, które zapewnią rozwiązania zmierzające do osiągnięcia skutecznego i zrównoważonego rozwoju MEW w Polsce.

W projekcie ustawy o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw, zwanym dalej „projektem ustawy”, są dokonywane zmiany w ramach wielu obszarów dotyczących morskiej energetyki wiatrowej, których wspólnym celem jest usprawnienie realizacji projektów morskiej energetyki, a także szeroko pojęty rozwój sektora energii odnawialnej zgodny z ambicjami redukcji emisyjności gospodarki i spełniania zobowiązań międzynarodowych.

Zmiany wprowadzane projektem ustawy są kolejnym krokiem we wspieraniu rozwoju morskiej energetyki wiatrowej (MEW), która stanowi jeden z fundamentów polskiej transformacji energetycznej, korzystnej z perspektywy cen energii, konkurencyjności polskiej gospodarki oraz tworzenia nowych miejsc pracy w Polsce w nadchodzących latach.

Projekt ustawy adresuje następujące problematyczne obszary ustawy offshore wind:

1. Aukcyjny system wsparcia;
2. Pokrycie ujemnego salda w przypadku redysponowania MFW na zasadach rynkowych;
3. Sprzedaż energii w okresie tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION) MFW;
4. Umożliwienie mikroprzesunięć fundamentów morskich turbin wiatrowych lub stacji elektroenergetycznych;
5. Współdzielenie przez więcej niż jedną morską farmę wiatrową tej samej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub ich elementów;
6. Niezbędne doprecyzowania w zakresie etapowania inwestycji;
7. Czas pracy w portach morskich lub bazach serwisowych
8. Uniemożliwienie ponownego przyznania wsparcia dla danego projektu MFW, który wsparcie otrzymał, na zasadach określonych w rozdziale 3 albo w rozdziale 4;
9. Zmiana katalogu okoliczności uniemożliwiających wytwórcy realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym;
10. Zmiany w regułach wydatkowych;

11. Modyfikacje redakcyjno-techniczne w celu wyeliminowania wątpliwości interpretacyjnych;

Pozostałe zmiany dotyczą następujących obszarów:

12. Ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2024 r. poz. 1125, z późn. zm.), dalej: UOM:
 - a. Wydłużenie terminu ważności pozwoleń i uzgodnień lokalizacyjnych dla morskich farm wiatrowych oraz zespołu urządzeń wyprowadzających moc;
 - b. Tworzenie stref bezpieczeństwa dla MFW;
 - c. Niezbędne uproszczenia terminologiczne;
 - d. Wyłączenie możliwości wnioskowania o pozwolenie lub uzgodnienie lokalizacyjne dla kabli MFW w oparciu o wstępne warunki przyłączenia;
13. Ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2025 r. poz. 418) w zakresie doprecyzowania terminologicznego definicji budowli;
14. Ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim (Dz. U. z 2025 r. poz. 883), dalej: UBM:
 - a. Zdefiniowanie personelu przemysłowego;
 - b. Udostępniania danych niezbędnych do sporządzenia ekspertyz technicznych;
 - c. Ponoszenie kosztów związanych z kompensacją negatywnego wpływu MFW na systemy obronności i bezpieczeństwa państwa;
 - d. Sprawdzenie spełnienia założeń i wniosków ujętych w ekspertyzach technicznych dotyczących wpływu MFW na systemy obronności państwa, po ich realizacji
 - e. Terminy dot. certyfikatu zgodności projektowej;
 - f. Eksploatacji statków związanych z budową i obsługą serwisową MFW i powiązanej infrastruktury
15. Ustawy z dnia 5 sierpnia 2015 r. o pracy na morzu (Dz. U. z 2023 r. poz. 2257, z późn. zm.) w zakresie doprecyzowania jakie statki są uważane za specjalistyczne statki techniczne;
16. Ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne (Dz. U. z 2024 r. poz. 1087, z późn. zm.) w zakresie zwolnienia z opłaty za grunty pokryte wodami Skarbu Państwa stref ochronnych i stref bezpieczeństwa dla kabli MFW oraz inwestycji realizowanych przez Operatora Systemu Przesyłowego Elektroenergetycznego;
17. Ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361, z późn. zm.), ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266, z późn. zm.), ustawy z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie województwa (Dz. U. z 2025 r. poz. 581) i ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. z 2024 r. poz. 1112, z późn. zm.) w zakresie nowych instrumentów realizacji polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej wprowadzonych dyrektywą RED III, takich jak obowiązek zmapowania obszarów niezbędnych do wniesienia krajowych wkładów w realizację ogólnego celu unijnego w zakresie energii odnawialnej wyznaczonego na 2030 r. oraz wprowadzenie ram prawnych dla wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, dalej „OPRO”.
18. Ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361, z późn. zm.) w zakresie rozszerzenia możliwości powstawania spółdzielni energetycznych na gminy miejskie, odstąpienia od określenia w przepisach prawa sztywnego poziomu wysokości kary pieniężnej nakładanej na wytwórców energii elektrycznej lub biogazu w instalacjach odnawialnych źródeł energii, utrzymania obowiązywania współczynnika 0,5 dla świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej z OZE w instalacjach spalania wielopaliwowego po 2025 r., przesunięcia wydania pierwszego rozporządzenia określającego maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne z 2025 r. na rok 2026 oraz eliminacji wewnętrznej sprzeczności przepisów ustawy o odnawialnych źródłach energii dotyczących obowiązku spełnienia kryteriów

zrównoważonego rozwoju oraz kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych przez paliwa z biomasy wykorzystywane w instalacjach, o których mowa w art. 135a ust. 8 tej ustawy.

1. Zmiany w aukcyjnym systemie wsparcia

Aukcyjny system wsparcia dla MFW zakłada przeprowadzenie pierwszej aukcji w 2025 r.

Efektywna realizacja procesów przygotowawczych do wzięcia udziału w aukcji, a w konsekwencji skuteczne przeprowadzenie aukcji w 2025 r. jest niezbędnym elementem zapewnienia długoterminowej i stabilnej pracy krajowego systemu elektroenergetycznego oraz uniknięcia tzw. luki generacyjnej, wynikającej ze zwiększającego się zapotrzebowania na energię elektryczną przy jednoczesnym spodziewanym wycofywaniu części jednostek węglowych. Jednocześnie należy zapewnić terminową realizację inwestycji realizowanych w ramach I fazy systemu wsparcia, a także osiągnięcie celów strategicznych państwa.

Zwiększenie korzyści płynących z budowy MFW dla krajowej gospodarki było jednym z kluczowych założeń tworzenia rozwiązań wspierających sektor MEW.

Wdrożenie dodatkowych rozwiązań prawnych do funkcjonującego aukcyjnego systemu wsparcia zwiększy podaż projektów MFW spełniających ustawowe wymagania, tym samym zwiększając prawdopodobieństwo skutecznej realizacji aukcji w 2025 r. oraz latach kolejnych.

2. Pokrycie ujemnego salda w przypadku redysponowania MFW na zasadach rynkowych

Równoległe z postępowaniem prac nad pierwszymi projektami MFW trwa proces zmian zasad funkcjonowania rynku bilansującego, wynikający z implementacji postanowień prawa Unii Europejskiej, w tym wymagań określonych w ramach Decyzji Komisji Europejskiej z dnia 7 lutego 2018 r. zatwierdzającej mechanizm zdolności wytwórczych mających na celu zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej (SA.46100). W wyniku zmian przesądzone zostało, że co do zasady MFW przyłączone do sieci przesyłowej stanowią Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane (JWCD), w związku z czym będą miały one obowiązek aktywnego uczestnictwa w bilansowaniu systemu w ramach rynku bilansującego.

Aktualnie przepisy ustawy offshore wind przewidują rekompensaty dla wytwórców energii w MFW w przypadku redysponowania na zasadach nierynkowych. Wynika to z faktu, że w trakcie prac nad ustawą offshore wind MFW nie były traktowane jak JWCD. W związku ze zmianami zasad funkcjonowania rynku bilansującego MFW przyłączone do sieci przesyłowej będą objęte obowiązkiem aktywnego uczestnictwa w rynku bilansującym, a tym samym – w stosunku do żadnej z nich nie zajdzie okoliczność redysponowania na zasadach nierynkowych. Oznacza to, że intencja ustawodawcy dotycząca zagwarantowania MFW formy rekompensaty (prawa do pokrycia ujemnego salda od Zarządcy Rozliczeń) z tytułu ograniczania produkcji w wyniku redysponowania nie zostanie zrealizowana.

W związku z tym przepisy dotyczące możliwości pokrycia ujemnego salda wymagają dostosowania do sytuacji redysponowania na zasadach rynkowych w okresie, w którym operator systemu elektroenergetycznego nie gwarantuje niezawodnych dostaw energii.

3. Sprzedaż energii w okresie tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION) MFW

Możliwość sprzedaży energii elektrycznej z MFW w okresie oddawania ich do użytkowania wyłącznie na rynku bilansującym oznacza brak konieczności informowania operatora systemu przesyłowego o prognozowanej produkcji energii elektrycznej. Brak tych informacji może oznaczać problem dla operatora przy prognozowaniu produkcji energii z MFW co spowodowałoby znaczące utrudnienia w bilansowaniu systemu w czasie rzeczywistym. W rezultacie mogłoby to znacząco wpłynąć na koszty bilansowania systemu.

Doprecyzowanie i jednoznaczne uregulowanie statusu prawnego podmiotów wytwarzających energię elektryczną w okresie tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION) MFW jest niezbędne do zapewnienia prawidłowego działania systemu elektroenergetycznego w Polsce.

4. Umożliwienie mikroprzesunięć fundamentów morskich turbin wiatrowych lub stacji elektroenergetycznych

Obecnie przepisy ustawy offshore wind umożliwiają zmianę rozmieszczenia morskich turbin wiatrowych lub innych elementów MFW jednakże wymagane jest uzyskanie zgody właściwego dyrektora urzędu morskiego. Zgoda dyrektora jest wydawana w terminie 14 dni od wpłynięcia wniosku o zmianę rozmieszczenia, jednakże instalacja infrastruktury na morzu jest przedsięwzięciem bardzo skomplikowanym oraz niezwykle kosztownym.

Ze względu na czynniki atmosferyczne, zakłócenia urządzeń pomiarowych czy niespodziewane uwarunkowania geologiczne, nawet zachowując najwyższe standardy należytej staranności, może dojść do nieznacznego przesunięcia morskich turbin wiatrowych lub innych elementów MFW względem zatwierdzonego projektu zagospodarowania działki lub terenu oraz projektu architektoniczno-budowlanego lub innych warunków pozwolenia na budowę.

Z uwagi na dostępne terminy floty instalacyjnej oraz koszty postojowe, oczekiwanie 14 dni na zgodę dyrektora urzędu morskiego i dopiero potem rozpoczęcie palowania w zmienionej lokalizacji jest bardzo problematyczne. Przepisy w zakresie zmiany rozmieszczenia morskich turbin wiatrowych lub innych elementów MFW nie są więc wystarczająco elastyczne i nie przystają do realiów takich przedsięwzięć. Wymagane jest wprowadzenie przepisów usprawniających w kontekście tzw. mikropresunięć.

5. Współdzielenie przez więcej niż jedną MFW tej samej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub ich elementów

Rozwiązanie ma na celu ułatwienie przyłączania projektów z kolejnych faz wsparcia MEW oraz ograniczenie liczby kabli eksportowych lokalizowanych na polskich obszarach morskich. Obszary morskie stanowią ograniczone zasoby, które powinny być zagospodarowane w racjonalny i najbardziej efektywny sposób, dlatego umożliwienie współdzielenia wyprowadzenia mocy pozytywnie wpłynie na środowisko morskie, a także może mieć przełożenie na niższą cenę energii dla odbiorcy końcowego, przez zmniejszenie kosztów inwestycyjnych i operacyjnych inwestycji MFW.

W chwili obecnej nie ma w ustawie offshore wind przepisów precyzujących sposób prawidłowego wyposażenia MFW w systemy pomiarowo-rozliczeniowe i rozliczania ujemnego salda w przypadku współwykorzystania przez więcej niż jedną morską farmę wiatrową tej samej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub ich elementów.

6. Niezbędne doprecyzowania w zakresie etapowania inwestycji

Na gruncie ustawy offshore wind możliwe jest oddawanie instalacji do użytkowania i uzyskiwania koncesji etapami, jednakże nie wszystkie przepisy ww. ustawy są dostosowane do etapowania inwestycji. Istnieje więc potrzeba doprecyzowania przepisów tak, aby uwzględniały one sytuację oddawania inwestycji etapami i nie budziły wątpliwości interpretacyjnych.

7. Czas pracy w portach morskich lub bazach serwisowych

Obecne przepisy nie są w pełni dostosowane do specyficznego charakteru zadań związanych z budową i obsługą serwisową morskich farm wiatrowych i powiązanej infrastruktury. Wymagane jest doprecyzowanie, że pracownicy znajdujący się na lądzie, wykonujący pracę w terminalach instalacyjnych i serwisowych, a także w stacji elektroenergetycznej na lądzie, powinni podlegać tym samym normom czasu pracy, co pracownicy wykonujący pracę na morzu.

W obecnie obowiązującym stanie prawnym, odnośnie czasu pracy osób znajdujących się w portach morskich, terminalach instalacyjnych lub bazach serwisowych zastosowanie mają przepisy działu VI ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. - Kodeks Pracy (Dz. U. z 2023 r. poz. 1465 oraz z 2024 r. poz. 878, 1222, 1871 i 1965). Obowiązują jednak również uregulowania szczególne w zakresie pracy na morzu, jak np. ustawa z dnia 5 sierpnia 2015 r. o pracy na morzu (Dz. U. z 2023 r. poz. 2257) oraz ustawa z dnia 23 maja 1991 r. o pracy na morskich statkach handlowych (Dz. U. z 2014 r. poz. 430), mające jednak zastosowanie do pracy na statkach morskich. Odnośnie pracowników znajdujących się na lądzie, co do zasady obowiązuje 8-godzinny czas pracy. Na podstawie art. 135 ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. – Kodeks Pracy, jeżeli jest to uzasadnione

rodzajem pracy lub jej organizacją, jest dopuszczalne przedłużenie dobowego wymiaru czasu pracy, nie więcej jednak niż do 12 godzin, w okresie rozliczeniowym nieprzekraczającym 1 miesiąca. Zgodnie zaś z art. 136 przy pracach polegających na dozorze urządzeń lub związanych z częściowym pozostawianiem w pogotowiu do pracy może być stosowany system równoważnego czasu pracy, w którym jest dopuszczalne przedłużenie dobowego wymiaru czasu pracy, nie więcej jednak niż do 16 godzin, w okresie rozliczeniowym nieprzekraczającym 1 miesiąca. Jednocześnie na podstawie art. 138 przy pracach, które ze względu na technologię produkcji nie mogą być wstrzymane (praca w ruchu ciągłym), może być stosowany system czasu pracy, w którym jest dopuszczalne przedłużenie czasu pracy do 43 godzin przeciętnie na tydzień w okresie rozliczeniowym nieprzekraczającym 4 tygodni, a jednego dnia w niektórych tygodniach w tym okresie dobowy wymiar czasu pracy może być przedłużony do 12 godzin. Za każdą godzinę pracy powyżej 8 godzin na dobę w dniu wykonywania pracy w przedłużonym wymiarze czasu pracy pracownikowi przysługuje dodatek do wynagrodzenia, o którym mowa w art. 1511 § 1 pkt 1. Jednocześnie w świetle art. 133 o minimalnym tygodniowym odpoczynku od pracy, pracownikowi przysługuje w każdym tygodniu prawo do co najmniej 35 godzin nieprzerwanego odpoczynku, obejmującego co najmniej 11 godzin nieprzerwanego odpoczynku dobowego.

Tymczasem pracownicy znajdujący się na lądzie, wykonujący pracę w terminalach instalacyjnych i serwisowych, a także w stacji elektroenergetycznej na lądzie, powinni, ze względu na specyficzny charakter realizowanych zadań związanych z budową i obsługą serwisową morskich farm wiatrowych i powiązanej infrastruktury, móc podlegać tym samym normom czasu pracy, co pracownicy wykonujący pracę na morzu.

8. Uniemożliwienie ponownego przyznania wsparcia dla danego projektu MFW, który wsparcie otrzymał, na zasadach określonych w rozdziale 3 albo w rozdziale 4

Aktualne przepisy ustawy offshore wind (art. 19) przewidują potencjalną możliwość wycofania danego projektu MFW ze wsparcia w ramach I fazy systemu wsparcia przez złożenie stosownego oświadczenia, co otwiera drogę, aby móc wystartować z danym projektem MFW w aukcji.

Ustawa offshore wind nie zawiera przepisów zakazujących rezygnacji z prawa do pokrycia ujemnego salda. Należy bowiem wyraźnie podkreślić, że wzięcie udziału w systemie wsparcia jest uprawnieniem, nie zaś obowiązkiem inwestora. Działając w granicach swobody prowadzonej przez siebie działalności powinien być on uprawniony do rezygnacji z przyznanych, na jego wniosek uprawnień. Tym bardziej, w sytuacji, w której pomoc nie została jeszcze udzielona. Zważywszy na to, że wsparcie przyznaje się w drodze decyzji, inwestorzy będący ich stroną mogą skorzystać z możliwości, które dają ogólne przepisy postępowania administracyjnego, tj. art. 155 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2024 r. poz. 572).

Możliwość ponownego przyznania wsparcia dla projektu MFW, który z tego wsparcia zrezygnował, mogłaby powodować że inwestorzy będą wstrzymywać realizację projektów MFW, w przypadku gdy w fazie aukcyjnej mogliby otrzymać wyższe wsparcie. Takie działanie prowadziłoby nie tylko do zagrożenia osiągnięcia celów strategicznych, ale także powodowałoby „kanibalizację” mocy aukcyjnych.

9. Zmiana katalogu okoliczności uniemożliwiających wytwórcy realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym

W toku uzgodnień, opiniowania i konsultacji publicznych projektu ustawy zgłoszono uwagi wskazujące, że zawarty w art. 24 ustawy offshore wind katalog okoliczności uniemożliwiających wytwórcy realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym nie jest wystarczający i powinien uwzględniać też takie okoliczności jak stan zagrożenia epidemicznego lub epidemii oraz awarię krajowego systemu elektroenergetycznego. Dodatkowo projektodawca zauważył brak klarownych przepisów regulujących okres wydłużenia o jaki można przesunąć termin wytworzenia i wprowadzenia energii elektrycznej z morskiej farmy wiatrowej po raz pierwszy. Dodatkowo obecnie brzmienie przepisów art. 38 ust. 5 ustawy offshore wind powoduje, że wraz z wydaniem na podstawie art. 24 ustawy offshore wind decyzji o wydłużeniu terminu na wytworzenie i wprowadzenie energii elektrycznej z morskiej farmy wiatrowej po raz pierwszy dochodzi do „mnożenia” okresów waloryzacji wsparcia, czy to

wynikającej z decyzji Prezesa URE czy to z oferty aukcyjnej. Przepisy art. 24 i nawiązującego do niego art. 35 ustawy offshore wind mają na celu umożliwić wytwórcy dalszą realizację inwestycji w przypadku wystąpienia nadzwyczajnych okoliczności. Nie mają na celu wprowadzania dodatkowych korzyści z tytułu opóźnienia realizacji inwestycji, dlatego projektodawca zdecydował się ograniczyć tę możliwość.

10. Zmiana reguł wydatkowych

W związku ze zmianami na rynku pracy, a także wzrostem wynagrodzeń w strefie budżetowej konieczne są zmiany w limitach wydatków z budżetu państwa, w szczególności w przeznaczonych na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw klimatu i ministra właściwego do spraw środowiska oraz Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska oraz Regionalnych Dyrektorów Ochrony Środowiska w Gdańsku i w Szczecinie. Obecne limity nie są dostosowane do charakteru realizowanych obowiązków, które wymagają szczegółowej wiedzy eksperckiej i znacznego doświadczenia.

Ponadto reguła wydatkowo unormowana w art. 112 ustawy offshore wind przewidywała środki dla Prezesa URE na działania związane z zapewnieniem prawidłowości funkcjonowania Internetowej Platformy Aukcyjnej (IPA) w zakresie obsługi MFW. Biorąc pod uwagę, że IPA jest aplikacją wspólną dla różnych systemów wsparcia wyznaczenie jednego (wspólnego) podmiotu ponoszącego koszty utrzymania, rozbudowy i modyfikacji systemu będzie istotnym ułatwieniem w rozliczaniu ponoszonych wydatków (szczególnie tych wspólnych), a także będzie rozwiązaniem pozwalającym na większą elastyczność, nie tylko w zakresie terminów realizacji modyfikacji IPA ale i w zakresie wysokości ponoszonych wydatków. W celu ujednolicenia podejścia dla wszystkich źródeł OZE zdecydowano się na zmianę źródła finansowania w taki sposób, że koszty utrzymania, rozbudowy i modyfikacji Internetowej Platformy Aukcyjnej w zakresie obsługi MFW, pokrywa operator rozliczeń energii odnawialnej. W związku z powyższym zaistniała konieczność obniżenia limitu wydatków przewidzianych dla Prezesa URE w latach 2025–2030.

11. Modyfikacje redakcyjno-techniczne w celu wyeliminowania wątpliwości interpretacyjnych

Aktualne przepisy ustawy offshore wind wymagają doprecyzowania w celu usunięcia wątpliwości interpretacyjnych oraz zaktualizowania pod kątem dokonanego postępu technologicznego w projektowaniu morskich farm wiatrowych i zespołu urządzeń wyprowadzających z nich moc.

Ponadto konieczne jest uporządkowanie rozwiązań z punktu widzenia spójności systemu prawnego. Na przykład decyzje zatwierdzające dokumentacje geologiczne nie podlegają wykonaniu, zaś rygor natychmiastowej wykonalności w przypadku dokumentacji geologicznych nic nie wnosi, ponieważ roboty geologiczne na tym etapie są już zrealizowane.

12. Ustawa o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej

a. Wydłużenie terminu ważności pozwoleń i uzgodnień lokalizacyjnych dla MFW oraz zespołu urządzeń wyprowadzających moc;

W obecnym stanie prawnym istnieje ryzyko, iż w odniesieniu do niektórych inwestorów morskich farm wiatrowych, którzy posiadają już pozwolenia i uzgodnienia lokalizacyjne dla MFW i zespołu urządzeń wyprowadzających moc, pozwolenia/uzgodnienia te wygasną przed rozstrzygnięciem aukcji. W celu uniknięcia niestabilności na rynku, a także powstania luki inwestycyjnej należy dostosować harmonogram realizacji inwestycji wynikający z UOM do harmonogramu wynikającego z ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. Wydłużenie terminu ważności pozwoleń i uzgodnień lokalizacyjnych nie może jednak prowadzić do sytuacji, gdzie inwestor nie będzie posiadał wystarczającego impulsu do realizacji inwestycji w terminie zgodnym z krajowymi celami strategicznymi.

Morska energetyka wiatrowa stanowi obecnie jeden ze strategicznych celów w budowie bezpieczeństwa energetycznego państwa, dlatego należy dołożyć wszelkich starań w celu przyspieszenia rozwoju tego sektora.

b. Tworzenie stref bezpieczeństwa dla MFW

Obowiązujące przepisy nie regulują w wystarczającym stopniu kwestii ustanawiania stref zamkniętych dla żeglugi i rybołówstwa wokół akwenów zajętych pod budowę MFW (w trakcie ich budowy). Wymagane jest

doprecyzowanie możliwości ustanawiania takich stref w celu zachowania spójności z postanowieniami planu zagospodarowania przestrzennego polskich obszarów morskich i jednocześnie w celu zapewnienia bezpieczeństwa w toku procesu inwestycyjnego MFW.

c. Niezbędne uproszczenia terminologiczne

Celem propozycji jest dostosowanie regulacji ustawy o obszarach morskich RP i administracji morskiej do uwarunkowań związanych z budową morskich farm wiatrowych w polskich obszarach morskich. Już w obecnym otoczeniu prawnym prawodawca zdecydował się na wprowadzenie odrębnych norm dla tego rodzaju inwestycji, niemniej nadal konieczne jest doprecyzowanie pojęć, takich jak „rozpoczęcie budowy” czy „rozpoczęcie wykorzystywania” morskich farm wiatrowych w taki sposób, aby uniknąć wszelkich wątpliwości regulacyjnych.

d. Wyłączenie możliwości wnioskowania o pozwolenie lub uzgodnienie lokalizacyjne dla kabli MFW w oparciu o wstępne warunki przyłączenia

Aktualnie w przypadku wniosku dotyczącego zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementów - wnioskodawca dołącza także oryginały lub poświadczone kopie wstępnych warunków przyłączenia albo warunków przyłączenia albo umowy lub umów o przyłączenie do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej dla morskiej farmy wiatrowej, z której wyprowadzana będzie moc za pomocą zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementów, objętych wnioskiem.

Wstępne warunki przyłączenia MFW nie stanowią zobowiązania operatora systemu przesyłowego do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Operator systemu przesyłowego może wydać wstępne warunki przyłączenia MFW w zakresie mocy przekraczającej moc dostępną w danym miejscu przyłączenia.

Z uwagi na fakt, że wstępne warunki przyłączenia zmieniają się w warunki przyłączenia dopiero po wygraniu aukcji przez dany podmiot, to należy zapobiec sytuacji, w której podmioty ze wstępnymi warunkami przyłączenia, które nie wygrały aukcji, zablokują podmiotom, które wygrały aukcje możliwość wnioskowania o pozwolenie/uzgodnienie lokalizacyjne dla kabli wyprowadzających moc z MFW w najkorzystniejszych miejscach.

13. Ustawa Prawo budowlane - definicja budowli

Aktualnie na gruncie prawa pojawiają się wątpliwości co do kwalifikacji morskich turbin wiatrowych jako budowli. Aktualnie na terenie całej Unii Europejskiej morskie turbiny wiatrowe traktowane (bez fundamentów i elementów przejściowych) są jako urządzenia, które w całości stanowią jedną maszynę i są produkowane i wprowadzane na rynek zgodnie z Dyrektywą maszynową. W konsekwencji morskie turbiny wiatrowe są projektowane, wytwarzane i montowane zgodnie z normą IEC 61400 oraz normami zharmonizowanymi.

W przypadku kwalifikacji morskiej turbiny wiatrowej jako budowli, budowa morskich farmach wiatrowych w Polsce może być pod istotną presją rynkową i czasową. Producenci turbin musieliby dostosować swoje procesy produkcyjne to wymogów jakie obowiązywałyby jedynie w Polsce co wymaga czasu i znaczących nakładów inwestycyjnych. Ze względu na dynamiczny rozwój morskiej energetyki wiatrowej na świecie obawiać się można presji priorytetyzowania mniej ryzykownych i problematycznych projektów w innych częściach EU lub świata.

Ponadto, definicja budowli zawarta w ustawie – Prawo budowlane różni się od definicji budowli zawartej w ustawie o podatkach i opłatach lokalnych w części dotyczącej biogazowni i biogazowni rolniczej – co może prowadzić do wystąpienia wątpliwości interpretacyjnych. Celem zapewnienia jednolitych przepisów w tym zakresie zasadne jest uzupełnienie definicji budowli w ustawie – Prawo budowlane o zapisy wskazujące, że budowlą są również biogazownie, biogazownie rolnicze oraz biometanownie.

Mając na uwadze powyższe konieczne jest doprecyzowanie definicji budowli i wyeliminowanie wątpliwości interpretacyjnych.

14. Ustawa o bezpieczeństwie morskim

a. Zdefiniowanie personelu przemysłowego

Obsługa, budowa i serwis morskich farm wiatrowych wymaga wykwalifikowanego personelu, któremu należy zapewnić odpowiednie standardy bezpieczeństwa wykonywanej pracy. W świetle obecnych przepisów, personel przemysłowy wykonujący tego typu zadania na specjalistycznych jednostkach typu CTV (Crew Transfer Vessel), SOV (Service Operations Vessel) czy instalacyjnych, traktowany jest jak zwykli pasażerowie. Istnieje więc konieczność wprowadzenia nowej definicji personelu przemysłowego, która pozwoli na sprawniejsze i bezpieczniejsze realizowanie zadań z zakresu budowy i obsługi morskich farm wiatrowych.

b. Udostępnianie danych niezbędnych do sporządzenia ekspertyz technicznych

Wytwórcy energii elektrycznej w MFW są obowiązani do sporządzenia ekspertyzy technicznej w zakresie oceny wpływu MFW i zespołu urządzeń na systemy obronności państwa, w tym na system zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej, morskiej łączności radiowej oraz system kontroli służb ruchu lotniczego Sił Zbrojnych RP. Ekspertyzy podlegają zatwierdzeniu przez Ministra Obrony Narodowej (MON).

W chwili obecnej istnieje możliwość, że ekspertyzy sporządzane przez wytwórców nie będą spełniały oczekiwań MON z uwagi na nieuwzględnienie dokumentów i informacji, które znajdują się wyłącznie w posiadaniu MON lub sił zbrojnych. Zachodzi więc konieczność doprecyzowania przepisów w taki sposób, aby wytwórcy mogli w sposób nie budzący wątpliwości sporządzić ekspertyzy techniczne wymagane przepisami UBM.

c. Ponoszenie kosztów związanych z kompensacją negatywnego wpływu MFW na systemy obronności i bezpieczeństwa państwa

Obowiązujące przepisy nie wskazują kto ponosi koszty związane z kompensacją negatywnego wpływu MFW lub zespołu urządzeń wynikające z ekspertyz, do sporządzenia których zobowiązany jest inwestor, co może prowadzić do sporów i opóźnień w realizacji inwestycji w MFW. Niezbędne jest zatem prawne sprecyzowanie podmiotów odpowiedzialnych za poniesienie kosztów kompensacji negatywnego oddziaływania MFW, nie dające powodów do różnej interpretacji przepisu. Należy przy tym zwrócić uwagę, że pozostawienie ponoszenia ww. kosztów po stronie wojska byłoby bardzo niekorzystne dla inwestorów MFW, gdyż do czasu pozyskania na ten cel środków finansowych przez wojsko (co jest mało prawdopodobne, biorąc pod uwagę brak interesu prawnego, jak i fakt aktualnego spełnienia potrzeb obronnych na przedmiotowym obszarze morskim) oraz do czasu zamontowania stosownych urządzeń kompensujących, MFW nie mogłaby być dopuszczona do użytkowania, zgodnie z przepisami ustawy o bezpieczeństwie morskim - inwestor uzależniony byłby od działań wojska.

d. Sprawdzenie spełnienia założeń i wniosków ujętych w ekspertyzach technicznych dotyczących wpływu MFW na systemy obronności państwa, po ich realizacji

W obecnie obowiązujących przepisach UBM w zakresie obowiązku przeprowadzenia pomiarów, testów i badań niezbędnych do weryfikacji poprawności założeń i wniosków zawartych w ekspertyzach, brakuje odniesienia do ekspertyzy technicznej w zakresie oceny wpływu MFW i zespołu urządzeń na systemy obronności państwa, w tym na system zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej, morskiej łączności radiowej oraz system kontroli służb ruchu lotniczego Sił Zbrojnych RP oraz na system zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej i morskiej łączności radiowej Straży Granicznej. Ta oczywista luka prawna wymaga uzupełnienia w celu poprawy bezpieczeństwa na morzu.

e. Terminy dot. certyfikatu zgodności projektowej

Certyfikat zgodności projektowej należy uzyskać przed zawiadomieniem organu nadzoru budowlanego o zamierzonym terminie rozpoczęcia robót budowlanych dotyczących morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń. Problemem wynikającym z obecnej regulacji jest duża luka czasowa między rozpoczęciem robót budowlanych (rozpoczęciem budowy) w myśl – ustawy Prawo Budowlane, a faktycznym rozpoczęciem docelowych prac budowlanych na rzecz MFW oraz zespołu urządzeń, tj. instalacji fundamentów oraz układania kabli.

Opracowany projekt budowlany po rozpoczęciu budowy może ulegać zmianie, co jest związane ze specyfiką inwestycji (np. konieczność modyfikacji trasy kablowej ze względu na napotkane głazy). W takiej sytuacji projekt budowlany musiałby ulec ponownej certyfikacji (co poddaje pod wątpliwość sens wykonywania certyfikacji przed rozpoczęciem budowy).

f. Eksploatacja statków związanych z budową i obsługą serwisową MFW i powiązanej infrastruktury

Obecne przepisy UBM nie są w pełni dostosowane do sytuacji, w której do zadań związanych z budową i obsługą serwisową MFW i powiązanej infrastruktury będą kontraktowane specjalistyczne jednostki morskie typu CTV lub SOV pod obcą banderą. Statki podlegające umowom międzynarodowym posiadają certyfikaty konwencyjne wydane w oparciu o przepisy międzynarodowe. W odniesieniu do jednostek niekonwencyjnych, a więc statków niepodlegających umowom międzynarodowym brakuje jednolitego standardu akceptowanego przez poszczególne administracje. Proponowane przepisy mają na celu dopuszczenie jednostek niekonwencyjnych do operowania w żegludze krajowej i ustanowienia niedyskryminacyjnych przepisów – armatorzy jednostek pod obcą banderą będą musieli spełnić takie same wymagania jak armatorzy jednostek pod polską banderą, a w przepisach ustawy zaproponowano sposób weryfikacji spełniania tych wymagań.

15. Ustawa o pracy na morzu - specjalistyczne statki techniczne

Aktualne przepisy UBM dotyczące czasu pracy na specjalistycznych statkach technicznych nie są w pełni klarowne. Nie jest precyzyjnie wyjaśnione czy statki instalacyjne dla morskich farm wiatrowych, kablowce do układania kabli podmorskich czy statki badawcze są uznawane za specjalistyczne statki techniczne.

Wg Polskiego Rejestru Statków (https://apps.prs.pl/rules/archive/pl/Czesc_1/2021/MOR_C1_01_2021.pdf) statek specjalistyczny to statek odpowiednio wyposażony i przeznaczony do wykonywania zadań specjalistycznych oraz przewozu personelu specjalistycznego.

Do statków tych zalicza się:

- statki badawcze, ekspedycyjne i inspekcyjne,
- statki szkolne,
- statki przetwórcze przeznaczone do przetwórstwa ryb i innych żywych zasobów morza, nieprowadzące ich połowu,
- inne statki specjalnego przeznaczenia, których cechy konstrukcyjne, wyposażenie lub sposób eksploatacji są specyficzne, np. okręty wojenne.

16. Zwolnienie z opłaty za grunty pokryte wodami Skarbu Państwa stref ochronnych i stref bezpieczeństwa dla kabli MFW

Zastosowanie aktualnie stosowanych stawek w odniesieniu do strefy ochronnej dla kablowej linii eksportowej, wchodzącej w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z MFW, jest niewspółmierne do obszaru faktycznego użytkowania i korzyści inwestycyjnych wynikających z wykorzystania gruntów zajmowanych przez tę infrastrukturę. Proponowane jest zwolnienie właścicieli urządzeń wyprowadzających moc z MFW z konieczności uiszczenia takiej opłaty rocznej.

Zgodnie z obowiązującymi przepisami, maksymalna stawka opłaty rocznej za użytkowanie 1 m² gruntu nie może być wyższa niż 10-krotność obowiązującej w danym roku górnej granicy stawki podatku od nieruchomości. Wysokość jednostkowych stawek opłaty rocznej jest określona w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 28 grudnia 2017 r. w sprawie wysokości jednostkowych stawek opłaty rocznej za użytkowanie gruntów pokrytych wodami (Dz. U. poz. 2496, z późn. zm.). Zgodnie z § 2 ust. 1 pkt 6 lit. aa ww. rozporządzenia, układanie i utrzymywanie kabli na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego stanowiących zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub część tego zespołu – wynosi 0,02 zł za 1 m² powierzchni gruntu stanowiącej rzut akwenu przeznaczonego na realizację i eksploatację przedsięwzięcia określonego w PSZW, albo 1 m² powierzchni gruntu stanowiącej rzut akwenu

wyznaczonego przez lokalizację sieci przesyłowej, oraz powierzchni gruntu objętego strefą ochronną przedsięwzięcia, która powoduje ograniczenie w użytkowaniu gruntu pokrytego wodami, inną niż strefa ochronna. Zgodnie z art. 24 UOM, strefy bezpieczeństwa są ustalane przez dyrektora urzędu morskiego nie dalej niż 500 m od każdego punktu ich zewnętrznej krawędzi, chyba że inny zasięg strefy jest dozwolony przez powszechnie przyjęte standardy międzynarodowe lub zalecony przez właściwą organizację międzynarodową.

17. Mapowanie obszarów niezbędnych do wniesienia krajowych wkładów w realizację ogólnego celu unijnego w zakresie energii odnawialnej wyznaczonego na 2030 r. oraz ramy prawne dla wyznaczania OPRO

Niezwykle ważnymi elementami zawartymi w projekcie ustawy są także nowe instrumenty realizacji polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej wprowadzone Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniającą Dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i Dyrektywę 98/70/WE w zakresie promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylającą Dyrektywę (UE) 2015/652, dalej „dyrektywa RED III”, wynikające z art. 15b, 15c i 16a dyrektywy RED III.

Do 2030 r. UE ma zwiększyć udział energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu energii końcowej do co najmniej 42,5%, z ambicją dojścia do 45%, co pozwoli na redukcję emisji gazów cieplarnianych o 55% w stosunku do 1990 r., wypełniając tym samym cele wyznaczone w pakiecie „Fit for 55”.

Dla zagwarantowania realizacji zakładanych celów, na poziomie unijnym przeprowadzono jednocześnie analizę barier, pozwalającą na zidentyfikowanie największych zagrożeń dla przedmiotowego procesu. W jej wyniku, zidentyfikowanym problemem, występującym w przeważającej liczbie państw członkowskich UE, okazały się wydłużone procedury związane z realizacją inwestycji OZE.

Z tego względu, największy nacisk w prawodawstwie unijnym położony został na tzw. „permitting”, czyli wszelkie działania mające na celu skracanie czasu na wydawanie niezbędnych pozwoleń inwestycyjno-budowlanych i przyłączanie instalacji OZE do sieci.

Tym samym, dyrektywa RED III wprowadziła m.in. potrzebę zmapowania obszarów niezbędnych do wniesienia krajowych wkładów w realizację ogólnego celu unijnego w zakresie energii odnawialnej wyznaczonego na 2030 r. oraz określenia krajowego potencjału i dostępnego obszaru lądowego, podpowierzchniowego, wód morskich lub wód śródlądowych, który jest niezbędny do instalacji elektrowni OZE, a także powiązanej z nimi infrastruktury, takiej jak instalacje sieciowe i magazynowe, w tym do magazynowania energii cieplnej. Powstałe mapy zasobów powinny zostać udostępnione za pośrednictwem odpowiedniego kanału cyfrowego.

Kolejnym narzędziem, ściśle związanym z mapowaniem potencjału OZE jest wprowadzenie definicji obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii oraz ram prawnych dla ich wyznaczania.

Obszary te mają zostać wyznaczone na powierzchniach i terenach niebudzących wątpliwości z punktu widzenia ochrony środowiska, co docelowo ma pozwolić na znaczące skrócenie etapu wydawania decyzji środowiskowej, uznawanego za najbardziej czasochłonny, dzięki czemu proces inwestycyjny ma zostać znacząco skrócony (do 12 miesięcy, z wyjątkiem morskich elektrowni wiatrowych, w przypadku których mają to być max 24 miesiące). Warto przy tym podkreślić, że zgodnie z art. 16 ust. 1 dyrektywy RED III, procedura wydawania zezwoleń obejmuje wszystkie etapy administracyjne od potwierdzenia kompletności wniosku o zezwolenie zgodnie z ust. 2 do przedstawienia ostatecznej decyzji w sprawie wyniku procedury wydawania zezwoleń przez odpowiedni właściwy organ lub odpowiednie właściwe organy. Oznacza to, że do terminów na załatwienie sprawy i całego procesu wydawania zezwoleń nie wlicza się przykładowo terminów wynikających z wezwania do uzupełnienia braków formalnych wniosku, terminów w jakich organ prowadzący postępowanie oczekuje na uzyskanie wymaganych opinii i uzgodnień czy terminów w jakich organ uwzględnia udział społeczeństwa.

Zgodnie z dyrektywą RED III, przynajmniej jeden OPRO powinien zostać wyznaczony do 21 lutego 2026 r., a ich celem jest znaczące zdynamizowanie rozwoju OZE w całej UE oraz promowanie lokalizowania instalacji wykorzystujących energię odnawialną na terenach o niskim ryzyku środowiskowym.

Projektowane przepisy są jednocześnie elementem Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO), bowiem konieczność podjęcia działań związanych z mapowaniem potencjału OZE oraz tworzeniem OPRO jest odzwierciedlona w kamieniach milowych, przewidzianych do realizacji w ramach reformy G3.1.1 KPO. Pierwszy z nich zakłada opracowanie mapy potencjału dla instalacji PV oraz instalacji wiatrowych na lądzie (kamień milowy G1L), zaś drugi wypracowanie ram prawnych dla wyznaczania obszarów akceleracji dla instalacji PV i instalacji wiatrowych na lądzie (kamień milowy G2L), które powinny określać m.in. procedurę wyznaczania OPRO, właściwe organy uczestniczące w tym procesie, ich obowiązki, w tym w odniesieniu do zapewnienia, aby wyznaczenie tychże obszarów nie miało negatywnego wpływu na ochronę przyrody i różnorodności biologicznej, a także odpowiednią modyfikację procedur umożliwiającą skrócenie procesów inwestycyjnych OZE lokalizowanych na OPRO do wymaganych terminów.

W związku z wdrożeniem przedmiotowych zmian, mając na uwadze wprowadzenie nowych obowiązków oraz konieczność realizacji dodatkowych zadań pozostających we właściwości określonych organów, niezbędne są zmiany w limitach wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw klimatu, samorządów województw i Regionalnych Dyrektorów Ochrony Środowiska.

W przypadku Głównego Inspektora Ochrony Środowiska oraz Wojewódzkich Inspektorów Ochrony Środowiska wprowadza się nowy rodzaj kar administracyjnych za realizację inwestycji na obszarze przyspieszonego rozwoju OZE w sposób niezgodny z właściwym planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, w tym z przyjętymi środkami łagodzącymi.

18. Inne zmiany

a. Ograniczenia w zakresie możliwości tworzenia spółdzielni energetycznych

Obowiązujące przepisy pozwalają na tworzenie spółdzielni energetycznych wyłącznie na obszarach gmin wiejskich i miejsko-wiejskich. Ideą spółdzielni energetycznych jest zapewnienie korzyści jej członkom, w tym energii tańszej niż na rynku przez wykorzystanie lokalnie dostępnych zasobów energetycznych. W wyniku współpracy prowadzonej w ramach spółdzielni energetycznej zwiększa się bezpieczeństwo energetyczne dla jej członków, gdyż energia zużywana i bilansowana jest lokalnie, na małym obszarze.

Umożliwienie mieszkańcom gmin miejskich tworzenia spółdzielni energetycznych pozwoli na znaczną redukcję w ich kosztach energii elektrycznej wychodząc jednocześnie naprzeciw problemowi ubóstwa energetycznego.

b. Bariery dotyczące formy prosumenta lokatorskiego

Obowiązujące przepisy w zakresie funkcjonowania prosumenta lokatorskiego zawierają pewne bariery oraz nierówności w odniesieniu do prosumenta zbiorowego. Poprawa warunków działalności pozwoli na popularyzację tej formy uczestnictwa w rynku energii.

c. Miarkowanie kar w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii

W związku z wyrokami Trybunału Konstytucyjnego, dalej: „TK”, dotyczącymi nakładania kar pieniężnych na wytwórców paliw i energii (tj. wyrok z 17 października 2024 r. Sygn. akt P 3/23 oraz wyrok z dnia 3 kwietnia 2025 r. Sygn. akt P 8/21) niezbędne stało się odstąpienie od określenia w przepisach prawa sztywnego poziomu wysokości kar pieniężnej nakładanej na wytwórców energii elektrycznej lub biogazu w instalacjach odnawialnych źródeł energii.

d. Współczynnik 0,5 dla świadectw pochodzenia w instalacjach spalania wielopaliwowego

Energii elektrycznej z OZE wytworzonej z instalacji spalania wielopaliwowego, z wyłączeniem dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego, przysługuje świadectwo pochodzenia skorygowane współczynnikiem 0,5. Termin obowiązywania tego przepisu ustalono na dzień 31 grudnia 2025 r., stąd konieczne stało się jego wydłużenie.

e. Współczynnik 0,5 dla świadectw pochodzenia w instalacjach spalania wielopaliwowego

Ustawa o odnawialnych źródłach energii zawiera jednorazową delegacją ustawową dla Rady Ministrów do wydania rozporządzenia, określającego maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r. w terminie do dnia 30 września 2025 r. Jednocześnie ze względu na brak zakończenia procedury notyfikacji tego systemu wsparcia aukcje operacyjne w 2025 r. nie odbędą się. Stąd istnieje potrzeba przesunięcia tych aukcji i wydania przedmiotowego rozporządzenia na rok kolejny.

f. Spełnienie kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych przez paliwa z biomasy

Obecne brzmienie ustawy o odnawialnych źródłach energii prowadzi do wewnętrznej sprzeczności przepisów dotyczących obowiązku spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych przez paliwa z biomasy wykorzystywane w instalacjach, o których mowa w art. 135a ust. 8 tej ustawy – kwestia dotyczy brzmienia ust. 8 i 9 art. 135a ustawy o odnawialnych źródłach energii. Dodatkowo, treść art. 135a ust. 9 ustawy o odnawialnych źródłach energii zawiera brzmienie niezgodne z art. 29 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, dalej „dyrektywy RED II”. Należy tym samym dokonać zmiany brzmienia ww. przepisu celem eliminacji występującej sprzeczności – co pozwoli na prawidłowe wyliczanie wartości całkowitej nominalnej mocy cieplnej instalacji w przypadku, w którym moc ta nie została określona w dokumentacji, o której mowa w art. 2 pkt 4aa ustawy o odnawialnych źródłach energii.

Jednocześnie, w celu zapewnienia równego traktowania wszystkich podmiotów wprowadzono przepis przejściowy (projektowany art. 17). W wyniku zaproponowanego przepisu przejściowego przepisy art. 93 ust. 3a – 3c ustawy OZE będą miały zastosowanie do wszystkich wytwórców od tego samego terminu, tj. wartość energii elektrycznej wykazanej we wniosku o ujemne saldo nie będzie musiała spełniać wymogu kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz wymogu kryterium ograniczenia emisji gazów cieplarnianych – dotyczy wniosków składanych za okres od 1 lipca 2025 r. do dnia wejścia w życie ustawy UD162.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

1. Zmiany w aukcyjnym systemie wsparcia

Zakres proponowanych zmian odnosi się do następujących kwestii:

I. Warunkowa prekwalifikacja

Proces prekwalifikacji do systemu aukcyjnego to istotny element mający na celu dopuszczenie do aukcji jedynie projektów, które ze względu na stopień zaawansowania dają wysokie prawdopodobieństwo skutecznej realizacji. Proces uzyskiwania niezbędnych pozwoleń i decyzji jest wyjątkowo skomplikowany i długotrwały, dlatego też zaproponowano, aby możliwe było uzyskanie warunkowego zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji w przypadku, gdy na dzień złożenia wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji wytwórca nie posiada jeszcze decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Termin ważności wstępnego zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji wynosiłby 12 miesięcy od dnia jego wydania. Termin ten nie mógłby być dłuższy niż termin ważności dokumentów, o których mowa w art. 26 ust. 5 pkt 1 i 3 ustawy offshore wind, czyli wstępnych warunków przyłączenia albo umowy lub umów o przyłączenie MFW do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej i PSZW. Wstępne zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji nie będzie uprawniało do udziału w aukcji. Prezes URE w terminie 14 dni od uzupełnienia przez wytwórcę wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji o decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach, będzie dokonywał ponownej oceny formalnej tego wniosku i wydawał zaświadczenie o dopuszczeniu do udziału w aukcji albo odmawiał jego wydania.

II. Weryfikacja liczby wydanych zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji oraz wniosków o wydanie zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji

Propozycja ma na celu poprawę konkurencyjności i potencjalnej skuteczności aukcji przez usunięcie z ustawy offshore wind przepisów, które zobowiązują Prezesa URE do weryfikacji przed aukcją liczby wydanych ważnych zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji oraz wniosków o wydanie zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji, których termin rozpatrzenia upływa przed terminem przeprowadzenia aukcji, tj. usunięcie art. 30 ust. 4 ustawy offshore wind i preredagowanie ust. 5 i 6. Zmiana tych przepisów umożliwi rozpatrywanie przez Prezesa URE aż do sesji aukcji. Zmiana polegająca na rezygnacji z przepisu nakładającego obowiązek na Prezesa URE ma charakter deregulacyjny.

III. Umożliwienie przeprowadzenia aukcji interwencyjnej w 2026 r., w przypadku gdyby aukcja w 2025 r. nie została rozstrzygnięta

Propozycja ma na celu umożliwienie przeprowadzenia w 2026 r. aukcji w odniesieniu do mocy z aukcji z 2025 r., gdyby aukcji w 2025 r. nie udało rozstrzygnąć z powodu złożenia mniej niż trzech ważnych ofert spełniających wymagania określone w ustawie.

IV. Umożliwienie obszarom z I fazy uczestniczenia w aukcjach w odniesieniu do niewykorzystanej mocy

W stosunku do niektórych obszarów z tzw. I fazy wsparcia, moc wskazana w decyzji lokalizacyjnej dla MFW i wydanych warunkach przyłączenia może być wyższa niż moc, dla której przyznano wsparcie w ramach I fazy. Tym samym, chcąc efektywnie wykorzystać dostępne zasoby morskiej energetyki wiatrowej proponuje się rozwiązanie, które umożliwi realizację dodatkowej mocy z danego obszaru.

Umożliwienie udziału w aukcji projektów wykorzystujących dodatkową moc, niezagospodarowaną dotychczas w ramach tzw. I fazy wsparcia, zwiększy podaż projektów oraz szanse na przeprowadzenie skutecznej aukcji w 2025 r., a także poprawi konkurencyjność aukcji. Dodatkowo zaproponowane rozwiązanie maksymalizuje efektywność wykorzystania polskich obszarów morskich. Proponuje się następujące rozwiązania:

- moc zainstalowana elektryczna drugiej morskiej farmy wiatrowej nie może być większa niż różnica między maksymalną mocą zainstalowaną elektryczną wynikającą z PSZW wydanego dla przedsięwzięcia zlokalizowanego w granicach danego obszaru określonego w załączniku nr 1 do ustawy, a mocą zainstalowaną elektryczną farmy zlokalizowanej w granicach obszaru określonego w załączniku nr 1, dla której wytwórca uzyskał prawo do pokrycia ujemnego salda w ramach I fazy wsparcia,
- warunki przyłączenia, wydane dla tej mocy na podstawie oświadczenia z art. 48 ustawy offshore wind, muszą ulec zmianie we wstępne warunki przyłączenia,
- w celu uniknięcia sytuacji, w której moc z tzw. I fazy mogłaby „skonsumować” w aukcji moc zaplanowaną dla II fazy, ograniczono do 200 MW sumaryczną moc projektów z obszarów objętych załącznikiem nr 1 do ustawy offshore wind, w stosunku do której przyznane może zostać wsparcie w drodze aukcji.

V. Umożliwienie złożenia dwóch oddzielnych ofert aukcyjnych dla dwóch MFW zlokalizowanych w granicach tego samego obszaru wskazanego w załączniku 2 do ustawy offshore wind pod warunkiem posiadania osobnego wyprowadzenia mocy

Umożliwienie projektom z tzw. II fazy przedstawienia ofert aukcyjnych dla dwóch farm wiatrowych zlokalizowanych na tym samym obszarze stanowi rozwiązanie zwiększające podaż ofert aukcyjnych, a tym samym zwiększa prawdopodobieństwo skutecznego rozstrzygnięcia aukcji. W takim przypadku w ramach jednego obszaru funkcjonowałyby de facto dwie farmy wiatrowe, a każda z nich musiałaby posiadać osobne wyprowadzenie mocy, jeśli ich oferty wygrałyby w ramach tej samej aukcji.

W tej sytuacji sumaryczna moc zainstalowana obu MFW nie będzie mogła przekraczać maksymalnej mocy zainstalowanej wynikającej z PSZW wydanego dla przedsięwzięcia zlokalizowanego w granicach danego obszaru określonego w załączniku nr 2 do ustawy. Dodatkowym warunkiem będzie wymóg dotyczący mocy

zainstalowanej mniejszej morskiej farmy wiatrowej. Nie będzie ona mogła być mniejsza niż 25% maksymalnej mocy zainstalowanej wynikającej z PSZW. Powyższe rozwiązanie zapewni przestrzeganie wcześniej ustalonych wymagań lokalizacyjnych dla danej inwestycji oraz brak rozdrobnienia w zakresie MFW, co przy obowiązku oddzielnego wyprowadzenia mocy stanowi gwarancję rzeczywistej realizacji całego przedsięwzięcia.

Część obszarów z Załącznika 2 charakteryzuje się znaczącym potencjałem mocy zainstalowanej. Dodatkowo, część z nich znajduje się w znacznej odległości od punktu przyłączenia, co uzasadnia zastosowanie wyprowadzenia mocy w technologii prądu stałego (HVDC). Z perspektywy Krajowej Sieci Elektroenergetycznej korzystny jest podział znaczących mocy zainstalowanych na mniejsze części, co może jednak nie być możliwe w przypadku HVDC – w szczególności w technologii tzw. single monopole. Podział obszaru na dwie farmy wprowadzi zachętę do obniżania pojedynczej mocy przyłączeniowej jednej farmy.

Dodatkowo zdefiniowanie możliwości podziału obszaru na maksymalnie dwa projekty morskich farm ma zapobiec dzieleniu lokalizacji na nieadekwatnie dużą ilość obszarów, a co za tym idzie ofert aukcyjnych.

Oddzielne wprowadzenie mocy dla każdej z farm zlokalizowanych w ramach jednego obszaru ma na celu zapewnienie odpowiedniego rozdzielenia energii produkowanej przez obie farmy na podstawie specjalnych urządzeń pomiarowych.

VI. Dostosowanie przepisów do rozliczania ujemnego salda w całości lub części w euro

Ustawodawca w ustawie offshore wind przewidział możliwość rozliczania ujemnego salda przy wykorzystaniu ceny maksymalnej wyrażonej w całości lub części w euro zarówno dla projektów realizowanych w I fazie systemu wsparcia, jak i w fazie aukcyjnej.

Dla projektów I fazy systemu wsparcia, na potrzeby tego rozliczenia, w ustawie offshore wind zawarto delegację ustawową do wydania obwieszczenia, w którym ogłasza się kurs wymiany euro, przyjęty do obliczenia ceny maksymalnej określonej w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 25 ust. 2 ustawy offshore. Obowiązująca regulacja nie zawiera tożsamej delegacji dla aukcyjnej fazy systemu wsparcia. Należy więc zniwelować tę lukę prawną.

VII. Zmiana sposobu waloryzacji wsparcia w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4

Obecne przepisy ustawy offshore wind przewidują, że wsparcie przyznane uczestnikowi aukcji podlega corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego, określonym w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”, począwszy od roku następującego po roku rozstrzygnięcia aukcji.

Indeksacja wsparcia średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego jest problematyczna z punktu widzenia długofalowej przewidywalności przepływów pieniężnych MFW oraz może być potencjalnie niekorzystna i nieadekwatna z punktu widzenia finansów publicznych i odbiorców końcowych, włączając ryzyko wystąpienia nadmiernego, nieuzasadnionego wsparcia dla inwestora. Aby unormować to zagadnienie, proponuje się wprowadzenie rozwiązania polegającego na ustaleniu tunelu waloryzacyjnego ograniczonego od góry celem inflacyjnym przyjętym przez Radę Polityki Pieniężnej. Jednocześnie brak jest konieczności określania dolnych granic wprowadzanego tunelu waloryzacyjnego, bowiem należy przyjąć, że tą granicą jest średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego. A jedynie w przypadku przekroczenia przez ten wskaźnik wartości średniookresowego celu inflacyjnego, waloryzacji będzie dokonywać się maksymalnie do poziomu tego celu.

Zgodnie z uchwałą nr 38 Rady Ministrów z dnia 30 kwietnia 2024 r. w sprawie Wieloletniego Planu Finansowego Państwa na lata 2024–2027 (M.P. poz. 334), przewiduje się, że średnioroczny wzrost cen towarów i usług konsumpcyjnych w latach 2025–2027 będzie wynosił odpowiednio 4,1%, 3,3% i 2,5%. Ze względu na krótką perspektywę ww. Planu, oraz biorąc pod uwagę, że cena podlegająca corocznej waloryzacji

odnosi się do pokrycia ujemnego salda w okresie, o którym mowa w art. 6, czyli 25 lat od pierwszego dnia, za który wytwórca wystąpił o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda, nie przewiduje się większego wpływu niniejszej regulacji na wytwórców MFW albo trudno jest przewidzieć ten wpływ (w roku 2027 gdy energia elektryczna będzie już produkowana przez pierwsze MFW przewidywany średnioroczny wzrost cen towarów i usług konsumpcyjnych będzie równy wartości średniookresowego celu inflacyjnego na rok 2025 (na kolejne lata cel ten nie jest znany)). Dodatkowo, nie planuje się wprowadzenia w tunelu waloryzacyjnym symetrycznego przedziału odchyleń o szerokości ± 1 punktu procentowego.

Zabieg ten jednocześnie pozwoli w sposób przewidywalny planować realizację inwestycji, w tym rzetelnie oszacować cenę ofertową, a także wpłynie pozytywnie na stabilizację kosztów zakupu energii z morskich farm wiatrowych przez odbiorców końcowych.

W związku z wprowadzeniem ww. przepisów doprecyzowano także oznaczenia symbolu C_o w art. 10 ust. 4 ustawy offshore wind, symbolu C_s w art. 10 ust. 6 ustawy offshore wind, a także uzupełniono art. 40 ust. 1 pkt 1 lit. b ustawy offshore wind tak, aby wytwórca, przekazując do Prezesa URE wnioski dotyczące korekcji ceny wsparcia lub przekazując do Zarządcy Rozliczeń wnioski i sprawozdania dotyczące pokrycia ujemnego salda, wiedział jaką waloryzację należy zastosować.

VIII. Doprecyzowanie i uproszczenie procedury dopuszczania do udziału w aukcji i zasad składania ofert w aukcji

Aktualne przepisy art. 26 i art. 31 ustawy offshore wind nie są wystrzegająco precyzyjne. Odnoszą się do kilku miejsc przyłączenia MFW pomimo, że MFW jest przyłączana tylko w jednym miejscu. Także nie wskazują, że chodzi o daną MFW.

Ponadto aktualne brzmienia art. 26 ust. 5 pkt 6 ustawy offshore wind obliguje wytwórcę do potwierdzenia ustanowienia zabezpieczenia oraz – w przypadku ustanowienia kaucji -przekazania numer rachunku bankowego prowadzonego w złotych. Ponadto art. 26 ust. 6 ustawy offshore wind obliguje wytwórcę do załączenia do wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji informacji określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 37 ust. 6 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej.

W związku z tym, że zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji jest ważne 36 miesięcy i sytuacja wytwórcy przez ten czas może się znacznie zmienić, skuteczniejszym rozwiązaniem będzie wymaganie pod rygorem karnym złożenia przez wytwórcę oświadczenia, że przedsiębiorstwo nie znajduje się w trudnej sytuacji.

2. Pokrycie ujemnego salda w przypadku redysponowania MFW na zasadach rynkowych

Proponuje się wprowadzenie do ustawy offshore wind zmian mających na celu zagwarantowanie, że również w przypadku rynkowego redysponowania MFW w okresie, w którym Operator Systemu Przesyłowego (OSP) nie gwarantuje pełnego wyprowadzenia mocy, wytwórca będzie miał możliwość uzyskania od Zarządcy Rozliczeń prawa do pokrycia ujemnego salda jako formy rekompensaty za ograniczenie produkcji w wyniku redysponowania. Wprowadzenie przepisów spowoduje, że wytwórcy energii z MFW będą mieli zapewnioną stabilność przychodów przez cały okres realizacji inwestycji.

Zgodnie z § 2 pkt 11 rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. poz. 819), jednostka wytwórcza centralnie dysponowana (JWCD) stanowi moduł wytwarzania energii:

- a) przyłączony do sieci przesyłowej elektroenergetycznej albo
- b) ciepły kondensacyjny o mocy osiągalnej równej 100 MW lub wyższej przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV lub szczytowo-pompowy przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV, albo
- c) przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV inny niż określony w lit. b, którym operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego dysponuje na podstawie odrębnych umów zawartych z wytwórcą energii elektrycznej i operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci ten moduł wytwarzania energii jest przyłączony.

Zgodnie z obecnie obowiązującym stanem prawnym, wszystkie JWCD generalnie funkcjonują na tych samych zasadach na rynku bilansującym – muszą składać oferty dotyczące redukcji ich generacji na polecenie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Jednakże prawo do pokrycia ujemnego salda jest charakterystyczne dla instalacji odnawialnego źródła energii. Zasady rozliczania redysponowania w ramach rynku bilansującego rozróżniają jednak sytuację, w której wytwórca posiada gwarancję niezawodnych dostaw (pełnego wyprowadzenia energii) od sytuacji wytwórcy, który takiej gwarancji nie posiada. W pierwszym przypadku rozliczenie redysponowania następuje po wyższej (max) z dwóch cen: cenie ofertowej redukcji i cenie wymuszonego odbioru energii z rynku bilansującego. W drugim przypadku z kolei rozliczenie odbywa się po najwyższej (max) z trzech cen, uwzględniając także cenę krańcową wyznaczoną w ramach rynku bilansującego. W związku z kierunkami znaków na rynku bilansującym, dodatnia cena odbioru energii oznacza konieczność zapłaty przez wytwórcę za redukcję jego produkcji, natomiast ujemna cena odbioru energii oznacza płatność od operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego do wytwórcy za redukcję.

Tym samym w przypadku braku gwarancji niezawodnych dostaw energii, redukowana MFW może być rozliczana po cenie krańcowej, która może być wyższa (mniej korzystna dla wytwórcy) niż jego cena ofertowa i wyższa niż administracyjnie wyznaczona cena wymuszonego odbioru energii z rynku bilansującego (która gwarantuje sumaryczne uzyskanie przez wytwórcę przychodu na poziomie wynikającym z ceny referencyjnej w ramach kontraktu różnicowego). Wytwórca nie będzie miał zatem możliwości mitygacji ryzyka utraty przychodów do czasu zapewnienia przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego gwarancji niezawodnych dostaw energii.

Stąd proponowane zmiany mają na celu zagwarantowanie, że również w przypadku rynkowego redysponowania MFW w okresie, w którym operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego nie gwarantuje pełnego wyprowadzenia mocy wytwórca będzie miał możliwość uzyskania od Zarządcy Rozliczeń prawa do pokrycia ujemnego salda jako formy rekompensaty za ograniczenie produkcji w wyniku redysponowania.

3. Sprzedaż energii w okresie tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION) MFW

Celem proponowanych rozwiązań jest doprecyzowanie i jednoznaczne uregulowanie statusu prawnego podmiotów wytwarzających energię elektryczną w okresie tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION) MFW.

Proponuje się umożliwienie sprzedaży energii elektrycznej produkowanej w trakcie okresu oddawania MFW do użytkowania na rynkach: dnia następnego, dnia bieżącego oraz bilansującym. Takie podejście będzie spójne z przeważającą praktyką na innych rynkach państw europejskich i przyczyni się do bardziej zbilansowanego i efektywnego kosztowo systemu, jednocześnie zapewniając bezpieczeństwo dostaw energii.

Jednocześnie, w celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych, konieczne jest doprecyzowanie, że prawo sprzedaży energii elektrycznej w okresie tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION) nie pozbawia wytwórcy możliwości rozliczenia tej energii na rynku bilansującym (w przypadku, gdyby umowa sprzedaży energii nie obejmowała dla tego okresu).

4. Umożliwienie mikroprzesunięć fundamentów morskich turbin wiatrowych lub stacji elektroenergetycznych

Proponuje się dodanie przepisów regulujących możliwość przesunięcia środka okręgu opisanego na obrysie stałego fundamentu morskiej turbiny wiatrowej lub morskiej stacji transformatorowej o nie więcej niż 50 m. Informacja o przesunięciu będzie podlegać zgłoszeniu dyrektorowi urzędu morskiego właściwego dla lokalizacji morskiej farmy wiatrowej.

5. Współdzielenie przez więcej niż jedną MFW tej samej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub ich elementów

Z punktu widzenia efektywnego wykorzystywania zasobów oraz ograniczania kosztów po stronie odbiorców końcowych niezmiernie istotne jest uregulowanie możliwości wyprowadzenia mocy z obszarów, na których realizowane są projekty tzw. I i II fazy wsparcia.

Proponuje się zatem wprowadzenie przepisów umożliwiających korzystanie ze wspólnego wyprowadzenia mocy, o ile będą wprowadzone systemy pomiarowe umożliwiające określenie, która farma produkuje ile energii. Takie podejście zoptymalizuje koszty związane z wyprowadzeniem mocy, co w przypadku niektórych projektów może mieć decydujące znaczenie o możliwości ich realizacji. Zaproponowane przepisy regulują także możliwość przebiegu sieci średniego lub wysokiego napięcia bezpośrednio łączącej turbiny morskiej farmy wiatrowej ze współdzieloną morską stacją elektroenergetyczną przez obszar innej morskiej farmy wiatrowej współdzielącej tę samą stację elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu.

Projektowane zmiany uwzględniają także korektę przyznanego wsparcia w związku ze współdzieleniem tej samej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub ich elementów w przypadku gdy tej stacji elektroenergetycznej lub zespołu urządzeń została uzyskana pomoc inwestycyjna lub gdy dojdzie do zbycia współdzielonej stacji elektroenergetycznej lub zespołu urządzeń.

6. Niezbędne doprecyzowania w zakresie etapowania inwestycji

W ustawie offshore wind dostosowano wzór, za pomocą którego należy wyliczyć wartość pomocy inwestycyjnej, a tym samym wysokość ceny skorygowanej stanowiącej podstawę wypłaty ujemnego salda w przypadku, gdy wytwórca otrzyma pomoc inwestycyjną przeznaczoną na realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy. Jednym z elementów wzoru jest ilość energii elektrycznej, która została zdefiniowana jako ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, obliczona w oparciu o moc zainstalowaną elektryczną morskiej farmy wiatrowej, objętą wnioskiem o udzielenie lub zmianę koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej.

Przepisy ustawy offshore wind przewidują możliwość etapowego występowania do Prezesa URE z wnioskiem koncesyjnym, obejmującym tylko część mocy instalacji. Może zatem dojść do sytuacji, w której cena skorygowana będzie wyliczana w oparciu o wartość udzielonego wsparcia inwestycyjnego dotyczącego całej morskiej farmy wiatrowej (jej mocy całkowitej, a nie objętej wnioskiem koncesyjnym), jednak z uwzględnieniem tylko tej ilości energii elektrycznej, która wynika z mocy objętej wnioskiem koncesyjnym. Tym samym skutkować to będzie nadmiernym obniżeniem ceny skorygowanej czyli zaniżeniem poziomu wsparcia.

Niezbędne jest zatem takie zmodyfikowanie przepisów dotyczących kumulacji pomocy publicznej, aby pomoc inwestycyjna przeznaczona na realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy była uwzględniana w takiej samej części, w jakiej moc tej instalacji została objęta wnioskiem koncesyjnym.

7. Czas pracy w portach morskich lub bazach serwisowych

Proponowany rozwiązaniem jest wprowadzenie przepisów wskazujących, że czas pracy osób znajdujących się w portach morskich, terminalach instalacyjnych lub bazach serwisowych przeznaczonych do celów obsługi budowy lub eksploatacji morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, obsługiwanych przez kolejno wymieniające się załogi lub część załogi, może być przedłużony do 14 godzin na dobę i 84 godzin na tydzień. Praca w powyższych granicach norm czasu pracy nie będzie uznana za pracę w godzinach nadliczbowych, jeżeli liczba godzin pracy w przyjętym okresie rozliczeniowym nie przekroczy przeciętnie 44 godzin.

8. Uniemożliwienie ponownego przyznania wsparcia dla danego projektu MFW, który wsparcie otrzymał, na zasadach określonych w rozdziale 3 albo w rozdziale 4

Proponuje się wprowadzenie zakazu możliwości ubiegania się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4 dla danej MFW, dla której wcześniej przyznano wsparcie na zasadach określonych w rozdziale 3 albo w rozdziale 4.

9. Zmiana katalogu okoliczności uniemożliwiających wytwórcy realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym

W związku z uwzględnieniem zmian art. 24 ustawy offshore wind wynikających z uzgodnień, opiniowania i konsultacji publicznych projektu ustawy katalog okoliczności uniemożliwiających wytwórcy realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym został rozszerzony o awarię o znacznych rozmiarach w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz o wystąpienie stanu epidemii lub stanu zagrożenia epidemicznego o charakterze i w rozmiarach przekraczających możliwości działania właściwych organów administracji rządowej i organów jednostek samorządu terytorialnego.

Przepisy art. 24 ustawy offshore wind zostały także uzupełnione o doprecyzowanie okresu wydłużenia, o jaki można przesunąć termin wytworzenia i wprowadzenia energii elektrycznej z morskiej farmy wiatrowej po raz pierwszy.

10. Zmiana reguł wydatkowych

Proponuje się przeniesienie na ministra właściwego do spraw klimatu limitu wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw środowiska. W związku z powyższym nowelizuje się art. 113 ustawy offshore wind w ten sposób, że w latach 2025 – 2030 proponuje się zwiększenie maksymalnego limitu wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw klimatu wynikających z ustawy offshore wind z 266 029,58 zł na 532 059,16 zł rocznie. Jednocześnie uchyla się art. 114, który przewiduje maksymalny limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw środowiska wynikających z ustawy offshore wind w latach 2025-2030 właśnie w wysokości 266 029,58 zł rocznie, czyli kwoty stanowiącej różnicę kwoty 532 059,16 zł oraz kwoty 266 029,58 zł w stosunku rocznym. Tym samym przedmiotowa zmiana nie pociągnie za sobą konsekwencji finansowych dla budżetu państwa, tym bardziej, że zgodnie z rozporządzeniem Prezesa Rady Ministrów z dnia 19 grudnia 2023 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 2726), Minister Klimatu i Środowiska kieruje działami administracji rządowej energia, klimat i środowisko. Sama zaś zmiana uzasadniona jest tym, że sprawy z zakresu MEW należą do właściwości ministra właściwego ds. klimatu, zgodnie z art. 13a ust. 1 pkt 12 ustawy z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej (Dz. U. z 2024 r. poz. 1370, 1222 i 1907).

Ponadto, zwiększono maksymalny limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska oraz Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Gdańsku i Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Szczecinie. Kwoty, o których mowa w art. 115 ust. 1 pkt 5-10 ustawy offshore wind będą wynosiły w:

- w 2025 r. – 1 099 971,50 zł;
- w 2026 r. – 1 180 619,77 zł;
- w 2027 r. – 1 262 330,82 zł;
- w 2028 r. – 1 343 629,27 zł;
- w 2029 r. – 1 426 435,69 zł;
- w 2030 r. – 1 512 068,02 zł.”.

Jak wskazuje Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska wprowadzenie ww. zmian jest konieczne ze względu na nieuwzględnienie waloryzacji w regule dotychczas obowiązującej.

Proponuje się także modyfikację przepisów art. 112 ustawy offshore wind i art. 106 ustawy OZE w kierunku zmiany źródła finansowania działań związanych z zapewnieniem prawidłowości funkcjonowania IPA w zakresie obsługi MFW, przez określenie ich w taki sposób, że koszty utrzymania, rozbudowy i modyfikacji IPA w tym przedmiocie, pokrywa operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106 ustawy OZE, ze środków opłaty OZE, o której mowa w art. 95 ust. 1 ww. ustawy, na podstawie dyspozycji Prezesa URE.

11. Modyfikacje redakcyjno-techniczne w celu wyeliminowania wątpliwości interpretacyjnych

Proponuje się wprowadzenie niezbędnych modyfikacji redakcyjno-technicznych w celu wyeliminowania wątpliwości interpretacyjnych na przykład w zakresie ujęcia w definicji morskiej farmy wiatrowej oraz kabli łączących morskie turbiny wiatrowe lub morskie stacje elektroenergetyczne.

Ponadto proponuje się uchylenie przepisu ustawy offshore wind dotyczącego natychmiastowej wykonalności decyzji zatwierdzających dokumentację geologiczną.

Ponadto w celu ujednolicenia nomenklatury proponuje się zastąpić użyte w art. 48 ust. 3, art. 49 ust. 1, 2 i 4, art. 50, art. 51, art. 52 ust. 2 pkt 1 i ust. 6 pkt 2 oraz w art. 53 ust. 1 wyrazy „przedsiębiorstwo energetyczne” lub „przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej” wyrazami „operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego”.

12. Ustawa o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej

a. Wydłużenie terminu ważności pozwoleń i uzgodnień lokalizacyjnych dla MFW oraz zespołu urządzeń wyprowadzających moc

Proponuje się wprowadzenie przepisów, które ujednolicią harmonogram realizacji inwestycji wynikający z ustawy o obszarach morskich z harmonogramem wynikającym z ustawy offshore wind. Proponuje się, powiązanie braku wygaśnięcia pozwolenia lub uzgodnienia lokalizacyjnego, w związku z brakiem terminowego uzyskania pozwolenia na budowę dla całości albo części przedsięwzięcia objętego tym pozwoleniem lub uzgodnieniem lokalizacyjnym, z udziałem w aukcji.

Takie rozwiązanie będzie mobilizujące dla inwestorów do sprawnego przygotowania dokumentacji potrzebnej do wzięcia udziału w aukcji i nie odkładania realizacji inwestycji. Zagwarantuje to osiągnięcie celów strategicznych w zakresie udziału odnawialnych źródeł energii w krajowym miksie energetycznym, a także uwolni obszary pod MFW w przypadku, gdy inwestor nie będzie dążył do sprawnego realizacji inwestycji MFW.

b. Tworzenie stref bezpieczeństwa dla MFW

Rozwiązanie doprecyzuje czy w przypadku morskiej farmy wiatrowej ustanawia się jedną strefę bezpieczeństwa czy też strefy bezpieczeństwa wokół każdego z elementów farmy. W celu ograniczenia utrudnień dla żeglugi proponuje się, aby strefy bezpieczeństwa dotyczyły każdego z elementów morskiej farmy wiatrowej z osobna. Jednocześnie minimalny zakres strefy powinien – ze względów bezpieczeństwa – wynosić 150 m.

c. Niezbędne uproszczenia terminologiczne

W związku z wątpliwościami interpretacyjnymi proponuje się doprecyzowanie terminów takich, jak „rozpoczęcie budowy” czy „rozpoczęcie wykorzystywania” MFW i zastąpienie ich odpowiednio „rozpoczęciem instalacji pierwszych fundamentów morskich turbin wiatrowych lub stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu” i „uzyskaniem decyzji o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w MFW lub jej części”.

d. Wyłączenie możliwości wnioskowania o pozwolenie lub uzgodnienie lokalizacyjne dla kabli MFW w oparciu o wstępne warunki przyłączenia

Aby zapobiec sytuacji, w której podmioty ze wstępnymi warunkami przyłączenia, które nie wygrały aukcji, zablokują podmiotom, które wygrały aukcję, możliwość wnioskowania o pozwolenie/uzgodnienie lokalizacyjne dla kabli wyprowadzających moc z MFW w najkorzystniejszych miejscach, proponuje się wykreślenie z art. 27a ust. 2 pkt 9 możliwości dołączenia do wniosku o pozwolenie lokalizacyjne wstępnych warunków przyłączenia.

13. Ustawa prawo budowlane - definicja budowli

Proponowanym rozwiązaniem jest doprecyzowanie definicji budowli przez wykreślenie z definicji morskich turbin wiatrowych oprócz ich fundamentów i elementów przejściowych. Zgodnie z art. 23 ust. 1a UOM

zakazuje się wznoszenia i wykorzystywania MFW na morskich wodach wewnętrznych i morzu terytorialnym. MFW powstają na obszarze wyłącznej strefy ekonomicznej. Zatem MFW nie podlegają opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 12 stycznia 1991 r. o podatkach i opłatach lokalnych (Dz. U. z 2023 r. poz. 70, 1313 i 2291 oraz z 2024 r. poz. 1572 i 1635) gdyż nie stanowią terytorium gminy. Wyłączna strefa ekonomiczna nie stanowi również obszaru Rzeczypospolitej Polskiej na podstawie ustawy z dnia 12 października 1990 r. o ochronie granicy państwowej (Dz. U. z 2024 r. poz. 388 i 1635). MFW podlegają opłacie koncesyjnej na podstawie art. 34 ust. 2a, 2b i 3a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne w wysokości nie większej niż 23 000 zł/MW. W związku z powyższym doprecyzowanie kwalifikacji morskiej turbiny wiatrowej nie wpłynie na dochody gmin z tytułu podatków.

Ponadto, celem zapewnienia jednolitych przepisów dotyczących definicji budowli w różnych aktach prawnych rozwiązaniem jest uzupełnienie definicji budowli w ustawie – Prawo budowlane o zapisy wskazujące, że budowlą są również biogazownie, biogazownie rolnicze oraz biometanownie.

14. Ustawa o bezpieczeństwie morskim

a. Zdefiniowanie personelu przemysłowego

Rozwiązanie wprowadza definicję personelu przemysłowego, która pozwoli na sprawniejsze i bezpieczniejsze realizowanie zadań z zakresu budowy i obsługi morskich farm wiatrowych.

Zaproponowana definicja jest zgodna z regulacjami uchwalonymi przez Komitet Międzynarodowej Organizacji Morskiej w rozdziale XV Konwencji SOLAS oraz Międzynarodowym Kodeksie Bezpieczeństwa Statków Przewożących Personel Przemysłowy.

b. Udostępnianie danych niezbędnych do sporządzenia ekspertyz technicznych

Wprowadza się obowiązek udostępnienia przez Ministra Obrony Narodowej oraz ministra właściwego do spraw wewnętrznych w terminie 30 dni od otrzymania wniosku danych niezbędnych do sporządzenia ekspertyzy w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń na funkcjonowanie systemów łączności, bezpieczeństwa morskiego, ochronę granicy państwowej na morzu oraz na obronność państwa.

c. Ponoszenie kosztów związanych z kompensacją negatywnego wpływu MFW na systemy obronności i bezpieczeństwa państwa

W UBM dodano przepis, zgodnie z którym inwestor będzie ponosił wszystkie koszty związane z kompensacją negatywnego wpływu MFW lub zespołu urządzeń wynikające z następujących ekspertyz lub planów, do sporządzenia których jest zobowiązany na podstawie tej ustawy.

d. Sprawdzenie spełnienia założeń i wniosków ujętych w ekspertyzach technicznych dotyczących wpływu MFW na systemy obronności państwa, po ich realizacji

Uzupełniono przepisy UBM w zakresie obowiązku przeprowadza się pomiarów, testów i badań niezbędnych do weryfikacji poprawności założeń i wniosków zawartych w ekspertyzach o odniesienie do ekspertyzy technicznej w zakresie oceny wpływu MFW i zespołu urządzeń na systemy obronności państwa, w tym na system zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej, morskiej łączności radiowej oraz system kontroli służb ruchu lotniczego Sił Zbrojnych RP oraz na system zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej i morskiej łączności radiowej Straży Granicznej. Tym samym uzupełniono oczywistą lukę prawną, przyczyniając się do poprawienia bezpieczeństwa na morzu.

e. Terminy dot. certyfikatu zgodności projektowej

Rozwiązanie wprowadza doprecyzowanie, że certyfikat zgodności projektowej należy uzyskać przed rozpoczęciem robót budowlanych polegających na instalacji fundamentów morskich turbin wiatrowych lub stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu lub układaniu kabli w dnie morskim lub na nim, a nie tak jak dotychczas, czyli po opracowaniu projektu budowlanego, a przed zawiadomieniem organu nadzoru

budowlanego o zamierzonym terminie rozpoczęcia robót budowlanych dotyczących MFW lub zespołu urządzeń.

f. Eksploatacja statków związanych z budową i obsługą serwisową MFW i powiązanej infrastruktury

Proponowane przepisy mają na celu dopuszczenie jednostek niekonwencyjnych do operowania w żegludze krajowej i ustanowienia niedyskryminacyjnych przepisów – armatorzy jednostek pod obcą banderą będą musieli spełnić takie same wymagania jak armatorzy jednostek pod polską banderą, a w przepisach ustawy zaproponowano sposób weryfikacji spełniania tych wymagań.

Wymagania w zakresie budowy, stałych urządzeń i wyposażenia zapewniającego bezpieczne uprawianie żeglugi, ochronę środowiska morskiego oraz bezpieczeństwo życia i zdrowia osób przebywających na statkach niepodlegających umowom międzynarodowym określają przepisy art. 12 ustawy oraz rozporządzenia wydane na podstawie art. 12 ust. 2 UBM.

W nowym art. 86¹ UBM zaproponowano procedurę, zgodnie z którą armator będzie występował do dyrektora urzędu morskiego właściwego dla portu bazowania statku, wskazując planowany sposób eksploatacji statku. Dyrektor urzędu morskiego, po analizie dokumentacji, w szczególności wystawionego przez uznaną organizację po przeglądzie technicznym przeprowadzonym na statku dokumentu potwierdzającego spełnianie wymagań nie mniejszych niż określone w przepisach wydanych na podstawie art. 12 ust. 2 dla statków o polskiej przynależności, będzie wydawał pozwolenie na eksploatację. Dyrektor urzędu morskiego, jako organ inspekcyjny, będzie miał prawo określić w pozwoleniu dodatkowe warunki lub ograniczenia eksploatacji statku. Przewidziano również procedurę wycofania pozwolenia na eksploatację w przypadku stwierdzenia w wyniku inspekcji poważnych uchybień skutkujących zatrzymaniem statku lub powtarzających się naruszeń wymagań określonych w przepisach ustawy.

Załącznik do ustawy wymagał uzupełnienia o ceny inspekcji w celu wydania certyfikatu bezpieczeństwa personelu przemysłowego albo certyfikatu bezpieczeństwa personelu.

15. Ustawa o pracy na morzu - specjalistyczne statki techniczne

Doprecyzowano art. 108 UBM o odniesienie do statków instalacyjnych, kablówców oraz statków badawczych.

16. Zwolnienie z opłaty za grunty pokryte wodami Skarbu Państwa stref ochronnych i stref bezpieczeństwa dla kabli MFW

Intencją projektodawcy w zakresie zmiany art. 261 ustawy – Prawo wodne jest wyłącznie zwolnienie z opłaty rocznej gruntów pokrytych wodami pod strefami ochronnymi na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego, w tym strefami bezpieczeństwa, o których mowa w art. 24 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, oddanymi w użytkowanie podmiotom, które uzyskały pozwolenie, o którym mowa w art. 26 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, lub decyzję, o której mowa w art. 5 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (Dz. U. z 2024 r. poz. 1199), dotyczące m.in. zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy offshore wind lub jego elementów, a także elementów sieci przesyłowej elektroenergetycznej, za których ruch sieciowy odpowiedzialny jest operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

17. Mapowanie obszarów niezbędnych do wniesienia krajowych wkładów w realizację ogólnego celu unijnego w zakresie energii odnawialnej wyznaczonego na 2030 r. oraz ramy prawne dla wyznaczania OPRO

Intensyfikacja rozwoju odnawialnych źródeł energii wymaga przyspieszenia procesów inwestycyjno-budowlanych i przyłączania do sieci projektów OZE. Zobowiązania wynikające z prawa unijnego oraz konieczność realizacji kamieni milowych KPO, jak również własne aspiracje w dążeniu do transformacji energetycznej, determinują konieczność wdrożenia do polskiego porządku prawnego takich rozwiązań, które

przyczynią się do ograniczenia wpływu ww. czynników negatywnych oraz zapewnią efektywność prowadzonej polityki.

Analizując obowiązujące w Polsce ramy prawne, na podstawie których prowadzone są inwestycje z obszaru odnawialnych źródeł energii, należy ocenić, że wymagają one interwencji legislacyjnej, mającej na celu optymalizację przedmiotowych procesów oraz wdrożenie nowych rozwiązań systemowych.

Celem powyższego proponuje się wprowadzenie definicji map potencjału energii ze źródeł odnawialnych oraz definicji obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii (OPRO).

Pierwsze mają określać krajowy obszar lądowy, podpowierzchniowy, wód morskich i wód śródlądowych o największym potencjale do lokalizowania instalacji OZE, magazynów energii i powiązanej z nimi infrastruktury sieciowej i stanowić jednocześnie obszar w granicach którego będą wyznaczane OPRO, rozumiane jako teren służący uproszczonej lokalizacji instalacji OZE, magazynów energii i powiązanej z nimi infrastruktury sieciowej. Pomocniczo dla powyższych działań niniejszy projekt ustawy definiuje także mapy wrażliwości przyrody, które będą brane pod uwagę przy wyznaczaniu OPRO.

Projekt przepisów proponuje ustanowienie nowego rozdziału w ustawie OZE, poświęconego instrumentom wspierającym procesy inwestycyjne instalacji odnawialnego źródła energii. Na jego podstawie określony zostanie sposób publikacji map potencjału energii ze źródeł odnawialnych, a także ramy prawne dla wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju OZE i obowiązujące w tym zakresie usprawnienia proceduralne.

Mapowanie potencjału OZE powinno objąć analizę gęstości energii w przypadku poszczególnych rodzajów instalacji OZE, a także inne aspekty istotne dla integracji tych instalacji w planowaniu przestrzennym, takie jak ograniczenia środowiskowe i związane z ochroną przyrody lub dostępność infrastruktury sieciowej. Należy przy tym zaznaczyć, że sporządzenie samego narzędzia, jakim są w tym przypadku mapy potencjału OZE, jest równoległym działaniem prowadzonym przez Ministra Klimatu i Środowiska.

Do najważniejszych kwestii uwzględnionych w projektowanych przepisach w zakresie obszarów przyspieszonego rozwoju OZE należy natomiast zaliczyć określenie procedury wyznaczania OPRO, w tym wskazanie organów właściwych uczestniczących w tym procesie oraz dedykowanego ku temu dokumentu, a także wdrożenie specjalnych ułatwień proceduralnych.

Kluczowymi elementami, służącymi uproszczeniu proceduralnemu procesów inwestycyjnych OZE prowadzonych na obszarach przyspieszonego rozwoju OZE, jest obowiązek poddania projektów planów OPRO strategicznej ocenie oddziaływania na środowisku, przy jednoczesnym zniesieniu obowiązku każdorazowego uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz przeprowadzania oceny oddziaływania na środowisko. Należy przy tym nadmienić, że w celu uniknięcia negatywnego oddziaływania na środowisko konieczne do określenia będą tzw. środki łagodzące, jakie należy zastosować przy sytuowaniu poszczególnych instalacji OZE, a także powiązanych z nimi magazynów energii czy infrastruktury sieciowej, które będą uzgadniane z właściwym miejscowo regionalnym dyrektorem ochrony środowiska. Poszczególne planowane inwestycje lokalizowane na OPRO będą również podlegać tzw. procedurze kontroli i obowiązkowi zgłoszenia regionalnemu dyrektorowi ochrony środowiska, w celu dokonania oceny czy inwestycja jest realizowana w sposób zgodny z planem obszarów OZE. W określonych w projekcie ustawy przypadkach regionalny dyrektor ochrony środowiska może w stosunku do ww. zgłoszenia wnieść w drodze decyzji sprzeciw, a także nałożyć obowiązek uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla planowanej inwestycji. Od przedmiotowego sprzeciwu przysługuje odwołanie do Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska.

W tym miejscu w kontekście usprawnienia procesu lokalizowania inwestycji OZE na obszarach przyspieszonego rozwoju OZE, ich wyznaczanie będzie następować na terenach objętych miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego, który dopuszcza ich lokalizowanie, co powinno wpisać się w ideę spójnego charakteru kreowanego rozwiązania. OPRO zgodnie ze swoim założeniem powinny bowiem obejmować te tereny na których lokalizowanie inwestycji OZE jest uzasadnione nie tylko względami środowiskowymi, ale również planistycznymi, infrastrukturalnymi i jest akceptowalne społecznie na

podstawie obowiązującego prawa miejscowego, co powinno przyczynić się do dalszego, zrównoważonego rozwoju sektora energetyki odnawialnej.

Wyżej wskazane nowe podejście systemowe do weryfikacji inwestycji OZE na środowisko oraz ład przestrzenny ma pozwolić na znaczące skrócenie czasu trwania procesu inwestycyjnego w OZE na wyznaczonych, przystosowanych do tego obszarach.

Projekt wprowadza także zachętę dla inwestycji umożliwiających odbiór energii elektrycznej linią bezpośrednią z instalacji zlokalizowanych na OPRO. Wykorzystujący to rozwiązanie przedsiębiorca, który jest odbiorcą przemysłowym wpisanym do wykazu odbiorców przemysłowych, prowadzonego przez Prezesa URE, będzie bowiem podlegał zwolnieniu z tzw. opłaty solidarnościowej.

Wprowadzenie projektowanej zmiany wpłynie na obniżenie kosztów energii dla przedsiębiorców oraz dekarbonizację gospodarki, co znacząco przyczyni się do poprawy jej konkurencyjności, utrzymanie działalności przemysłu, w tym kluczowego dla bezpieczeństwa narodowego przemysłu energochłonnego (np. hutnictwa), czy zwiększenie stabilności i bezpieczeństwa KSE, dzięki większej absorpcji energii z jednostek OZE.

Mając na uwadze powyższe, tworzenie obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji OZE przyczyni się do zwiększenia poczucia stabilności rynkowej oraz transparentności inwestycji, a także budowania akceptacji społecznej dla projektów OZE, zapewniając wykorzystanie terenów lepiej zaadaptowanych pod rozwój energetyki odnawialnej, przy jednoczesnym skróceniu czasu trwania procedur i całego procesu inwestycyjnego. Przyspieszenie realizacji inwestycji w OZE, a tym samym zwiększenie udziału zeroemisyjnej energii w miksie energetycznym przyczyni się również do zmniejszenia kosztachłonności projektów, obniżenia cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, zwiększenia konkurencyjności gospodarki oraz rozwoju regionalnego.

18. Zmiany inne

a. Umożliwienie działalności spółdzielni energetycznych w gminach miejskich

Zaproponowana zmiana wychodzi naprzeciw znacznemu zainteresowaniu gmin, spółdzielni i wspólnot mieszkaniowych, a także innych podmiotów zlokalizowanych poza obszarami gmin wiejskich i miejsko-wiejskich. Propozycja przepisu zakłada umożliwienie zakładania spółdzielni energetycznych niezależnie od rodzaju gminy, na obszarze której się znajduje. Jednocześnie, z uwagi na konieczność zapewnienia zgodności przepisów z unijnymi przepisami dotyczącymi udzielania pomocy publicznej konieczne jest wprowadzenie tzw. klauzuli zawieszającej, obowiązującej do czasu pozytywnej decyzji w ramach procedury notyfikacji tej pomocy Komisji Europejskiej.

Na dzień 03.01.2025 r. liczba wszystkich funkcjonujących spółdzielni energetycznych działających na obszarach wiejskich i wiejsko-miejskich, które uzyskały wpis w wykazie prowadzonym przez Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa (KOWR), wynosi 62, a ich łączna moc zainstalowana jest równa 16,45 MWe, z czego aż 15,79 MWe stanowią instalacje fotowoltaiczne, a pozostałą wartość stanowią elektrownie wiatrowe. Maksymalna moc zainstalowana wszystkich instalacji największej spółdzielni energetycznej wynosi 1,89 MWe, natomiast średnia moc wszystkich spółdzielni w wykazie wynosi 0,26 MWe.

Zgodnie z podziałem administracyjnym podział gmin według ich rodzaju, liczby oraz mieszkańców przedstawia się następująco:

	Liczba mieszkańców (dane GUS)	Liczba gmin
Gminy miejskie	18 028 725	302
Gminy wiejsko-miejskie	9 146 937	711
Gminy wiejskie	10 590 665	1464

Pomimo największej liczby mieszkańców miast, którzy stanowią 47,7% ogółu, gminy wiejskie oraz wiejsko-miejskie stanowią aż 2175 gmin spośród wszystkich 2477.

Obszary wiejskie oraz wiejsko-miejskie charakteryzują się innym układem zagospodarowania przestrzennego oraz znacznie większymi niezabudowanymi obszarami aniżeli gminy miejskie, a także istotnie mniejszą gęstością zaludnienia. W przypadku tych pierwszych, przeważającą część zabudowań stanowią domy jednorodzinne, natomiast w przypadku gmin miejskich, są to budynki wielorodzinne. Z tego względu przewiduje się, że liczba spółdzielni, które powstaną po umożliwieniu mieszkańcom gmin miejskich tworzenia takich kooperatyw będzie mała. Wynika to z charakteru tego rodzaju gmin, w tym mniej zintegrowanych społeczności i ograniczeń planistycznych dla wielu rodzajów źródeł, np. biogazowni, elektrowni wodnych, wymogów przewidzianych dla spółdzielni energetycznych, które, biorąc pod uwagę czas potrzebny do uchwalenia przepisów i notyfikacji, będzie już znacznie wyższy dla gmin miejskich, niż obecnie, a także funkcjonowania konkurencyjnych, atrakcyjnych rozwiązań, takich jak, np. prosument lokatorski czy prosument wirtualny (od 2 lipca 2025 r.), które zmniejszają zachętę do zakładania spółdzielni. Biorąc to pod uwagę, można przewidywać, że liczba takich spółdzielni wyniesie nie więcej niż kilkadziesiąt.

Zgodnie z ustawą z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1762), jeżeli do dnia 31 grudnia 2025 r. spółdzielnia energetyczna złoży wniosek o wpis do wykazu spółdzielni energetycznych KOWR, sprawność wytwarzania energii elektrycznej ma umożliwiać pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% potrzeb własnych tej spółdzielni oraz jej członków. W przypadku spółdzielni, które złożą taki wniosek po 31 grudnia 2025 r., wartość ta wynosić będzie 70%. Ze względu na powyższe warunki, spółdzielnia energetyczna musi zapewnić, że moc instalacji OZE w wybranej technologii zapewni w ciągu roku odpowiednią ilość wygenerowanej energii pozwalając na spełnienie ustawowych wymagań.

Dobór technologii wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych pozwalających na spełnienie powyższego wymogu zależny będzie m.in. od uwarunkowań lokalnych miejsca funkcjonowania danej spółdzielni energetycznej oraz powierzchni dostępnej tam dla takich instalacji.

Rozważyć można spółdzielnię energetyczną, w której roczne zużycie energii elektrycznej wszystkich spółdzielców wynosi 500 MWh. Mając na uwadze ustawowy minimalny poziom pokrycia zapotrzebowania energii, instalacje OZE w takiej spółdzielni zapewnić musiałyby kolejno 140 MWh, aby zapewnić pokrycie zapotrzebowania na poziomie 40% oraz 350 MWh dla 70%. Przyjmując, że cała energia zapewniana byłaby z instalacji fotowoltaicznych, należałoby zapewnić instalacje o mocach zainstalowanych kolejno 140 kW oraz 350 kW, przyjmując, że z 1 kWp otrzymać można 1000 kWh energii elektrycznej w skali roku. Przeciętnie moduły fotowoltaiczne zapewniają moc zainstalowaną równą 450 Wp. W związku z tym, liczba modułów potrzebnych do zapewnienia wymaganej ilości energii elektrycznej wynosić mogłaby 311 modułów, w przypadku minimalnego poziomu pokrycia zapotrzebowania w wysokości 40%, lub 778 modułów dla 70%. Rozpatrując przypadek, w którym zapotrzebowanie zapewnione by zostało przez instalację biogazową, jej moc zainstalowana wynosić musiałaby 16,9 kW lub 42,2 kW.

W kontekście instalacji biogazowych, ważnym jest podkreślenie, że ich stabilna praca możliwa jest przy zapewnieniu nieprzerwanych dostaw substratu, z którego generowana będzie energia elektryczna, a zatem istnieją pewne ograniczenia co do możliwości i zasadności ekonomicznej budowy takich instalacji w lokalizacjach, w których dostęp do takich surowców będzie ograniczony.

Spółdzielnie energetyczne funkcjonujące na obszarach miejskich będą miały największe szanse na sukcesywny rozwój w szczególności w mniejszych miastach, w których warunki i możliwości do założenia spółdzielni energetycznych będą najbardziej korzystne. W konsekwencji, idea spółdzielni energetycznych polegająca na zapewnieniu korzyści jej członkom, w tym energii tańszej niż na rynku przez wykorzystanie lokalnie dostępnych zasobów energetycznych oraz zapewnienie rozwoju społeczno-gospodarczy obszarów zagrożonych ubóstwem energetycznych, zostanie nadal zachowana.

Przepisy przewidują dla spółdzielni system wsparcia opierający się na rozliczeniu ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci w celu jej zużycia na potrzeby własne przez spółdzielnię energetyczną i jej członków w stosunku ilościowym 1 do 0,6. Dodatkowo, w odniesieniu do ilości energii elektrycznej wytworzonej we wszystkich instalacjach odnawialnych źródeł energii spółdzielni energetycznej nie nalicza się opłat OZE, kogeneracyjnej,

mocowej i dystrybucyjnej, nie pobiera się również podatku akcyzowego, pod warunkiem że łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii spółdzielni energetycznej nie przekracza 1 MW.

Rozważając spółdzielnię energetyczną funkcjonującą w oparciu o instalację fotowoltaiczną o mocy zainstalowanej 10 kWp, której członkami są gospodarstwa domowe w taryfie G11, roczna wartość oszczędności wynikających z zastosowanych obniżek wyniesie może 1 202,97 zł, uwzględniając przeciętny profil autokonsumpcji gospodarstwa domowego. W przypadku większej spółdzielni, w której ilość energii wygenerowanej i w całości wprowadzonej do sieci, a następnie zużytej, będzie miała wartość 250 MWh w skali roku, oszczędności takie wynieść mogą 73 941,55 zł. Dla 40 takich powstałych spółdzielni całkowita wartość wyniesie 2 957 661,94 zł.

b. Wsparcie rozwoju prosumenta lokatorskiego

Przewidziano możliwość zawarcia umowy oraz zastosowania mechanizmów uniemożliwiających wprowadzanie energii elektrycznej do sieci w sytuacji, gdy ceny energii są ujemne. Ze względu na prawnie przewidziane warunki zarządzania środkami wspólnot i spółdzielni mieszkaniowych, proponowane zmiany dodają do celów wykorzystania środków pochodzących z depozytu prosumenckiego wykorzystanie środków na przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej. Kolejna zmiana polega na zastąpieniu słów „części wspólnej” pojęciem nieruchomości wspólnej, zdefiniowanym w art. 3 ust. 2 ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali jako „grunt oraz części budynku i urządzenia, które służą wyłącznie do użytku właścicieli lokali”. Zmiana ta usunie potencjalne wątpliwości co do tego, że mikroinstalacja może również wytwarzać energię na np. potrzeby zewnętrznego oświetlenia osiedlowego.

c. zawieranie umów na zakup energii w ramach klastra energii

Aby zapewnić pełną transparentność i efektywność działań związanych z procesem zawierania umów z członkami klastra, członkowie klastra energii, o których mowa w art. 2 pkt 15a lit. a–c będą zobowiązani najpóźniej na 30 dni przed wykonaniem czynności związanej z rozpoczęciem proponowanej procedury związanej z nabyciem energii, do podania do publicznej wiadomości informacji o zawartym porozumieniu klastra energii.

d. Miarkowanie kar w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii

Trybunał Konstytucyjny w swoich orzeczeniach wskazuje, że w ustawie o odnawialnych źródłach energii „ustalając sztywną wysokość kary (...) i jednocześnie nie wprowadzając możliwości jej miarkowania z uwzględnieniem okoliczności zezwalających na złagodzenie odpowiedzialności sprawcy naruszenia nie spełnia wymogów wskazanych w orzecznictwie Trybunału. Choć samo wprowadzenie tego rodzaju kary mogłoby być uznane za uzasadnione, to jednocześnie brak możliwości uwolnienia się od odpowiedzialności przez podmiot, który nie dopełnił obowiązku administracyjnego, brak adekwatności sankcji do stopnia naruszenia dobra chronionego oraz brak możliwości jej oceny przez sąd kontrolujący postępowanie administracyjne stanowią o naruszeniu zasady proporcjonalności, a w konsekwencji także art. 2 Konstytucji”.

W związku z powyższym, niezbędne staje się wprowadzenie możliwości miarkowania kar do wszystkich ustalonych na sztywno kar możliwych do nałożenia na wytwórców OZE na podstawie przepisów ustawy o odnawialnych źródłach energii, co umożliwi zadośćuczynienie zarzutowi niekonstytucyjności tych przepisów oraz ich dostosowanie do wymogów orzecznictwa TK.

e. Współczynnik 0,5 dla świadectw pochodzenia w instalacjach spalania wielopaliwowego

Aby zapewnić, że energii elektrycznej z OZE wytworzonej z instalacji spalania wielopaliwowego, z wyłączeniem dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego, będzie nadal przysługiwać świadectwo pochodzenia skorygowane współczynnikiem 0,5 po 2025 r. wprowadza się zmianę brzmienia stosownego przepisu ustalając jego termin końcowy na dzień 31 grudnia 2035 r., co jest datą odpowiadającą ostatecznemu terminowi obowiązywania systemu świadectw pochodzenia

f. Rozporządzenie dotyczące aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r.

System wsparcia opartego o aukcje operacyjne wprowadzone ustawą z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1762, z późn. zm.) ze względu na brak przeprowadzenia procedury notyfikacyjnej nie zafunkcjonuje w roku 2025. Wprowadzono więc zmianę do jednorazowej delegacji ustawowej dla Rady Ministrów do wydania rozporządzenia, określającego maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne, polegającą na przesunięciu tego rozporządzenia o rok. W myśl tej zmiany Rada Ministrów wyda pierwsze rozporządzenie w terminie do dnia 30 września 2026 r. regulującego wolumen i wartość energii elektrycznej będącej przedmiotem aukcji w tym systemie wsparcia w roku 2026.

g. Spełnienie kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych przez paliwa z biomasy

Obecne brzmienie ustawy o odnawialnych źródłach energii prowadzi do wewnętrznej sprzeczności przepisów dotyczących obowiązku spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych przez paliwa z biomasy wykorzystywane w instalacjach, o których mowa w art. 135a ust. 8 tej ustawy.

Przepis art. 135a ust. 8 ustawy o odnawialnych źródłach energii wskazuje, że wymogi w zakresie kryteriów zrównoważonego rozwoju określonych w art. 28ba-28bcb i art. 28bcc ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, o których mowa w ust. 3, dla paliw z biomasy stosuje się do:

- 1) paliw gazowych z biomasy, które są wykorzystywane w instalacjach odnawialnego źródła energii, oddanych do eksploatacji po 31 grudnia 2023 r., wytwarzających energię elektryczną, ciepło lub chłód o całkowitej nominalnej mocy cieplnej instalacji wynoszącej co najmniej 2 MW;
- 2) paliw stałych z biomasy, które są wykorzystywane w instalacjach odnawialnego źródła energii, oddanych do eksploatacji po 31 grudnia 2020 r., wytwarzających energię elektryczną, ciepło lub chłód o całkowitej nominalnej mocy cieplnej instalacji wynoszącej co najmniej 20 MW.

Jednocześnie kolejny ustęp tego artykułu (ust. 9) wskazuje jak ustalić całkowitą nominalną moc cieplną, o której mowa powyżej, w przypadku braku jej określenia w dokumentacji technicznej. Przez wskazanie w ust. 9 na wyznaczanie jej jako iloczyn mocy zainstalowanej elektrycznej tej instalacji oraz sprawności elektrycznej urządzeń wytwórczych do wytwarzania energii elektrycznej określonych w dokumentacji technicznej wszystkich urządzeń zainstalowanych w tej instalacji odnawialnego źródła energii przepis ust. 9 jest niespójny z przepisem ust. 8 art. 135a ustawy o odnawialnych źródłach energii. Żeby wyeliminować sprzeczność przepisów należy w ust. 9 wyraz „iloczyn” zastąpić wyrazem „iloraz”.

W efekcie wprowadzanej zmiany przepisy dotyczące wymogu certyfikacji będą spójne w ustawie o odnawialnych źródłach energii i jednocześnie będą zgodne z wymogami przepisu art. 29 dyrektywy RED II.

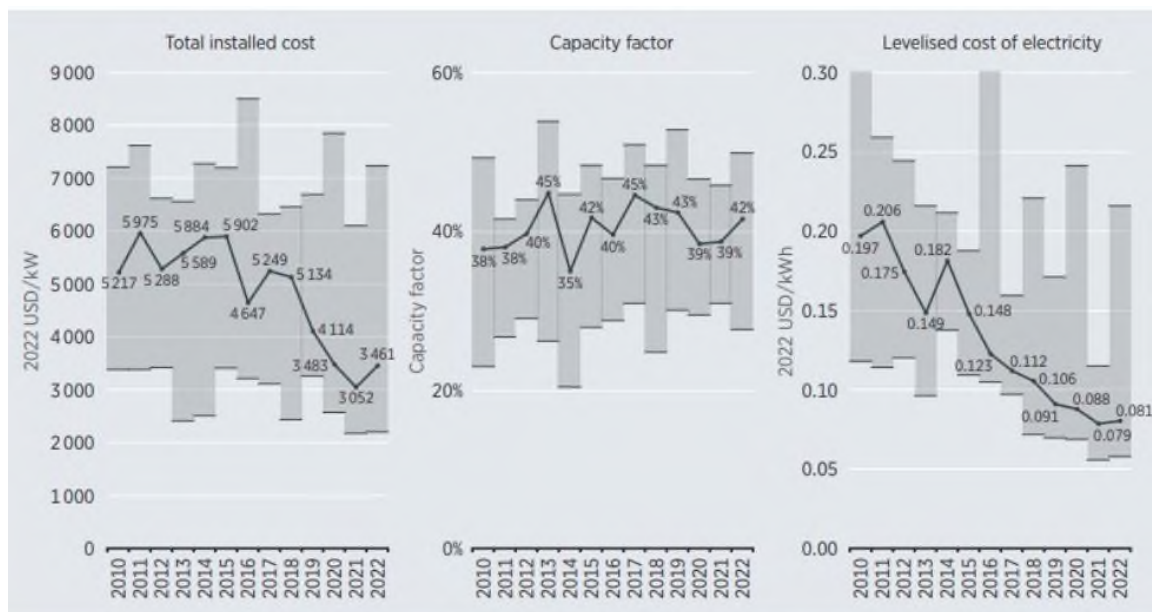
W celu zapewnienia równego traktowania wszystkich podmiotów wprowadzono przepis przejściowy (projektowany art. 16). W wyniku zaproponowanego przepisu przejściowego przepisy art. 93 ust. 3a–3c ustawy OZE będą miały zastosowanie do wszystkich wytwórców od tego samego terminu, tj. wartość energii elektrycznej wykazanej we wniosku o ujemne saldo nie będzie musiała spełniać wymogu kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz wymogu kryterium ograniczenia emisji gazów cieplarnianych – dotyczy wniosków składanych za okres od 1 lipca 2025 r. do dnia wejścia w życie ustawy UD162.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

1. System wsparcia dla morskich farm wiatrowych

Konstrukcja systemów wsparcia dla energii z odnawialnych źródeł energii, w szczególności morskiej energetyki wiatrowej, należy do właściwości poszczególnych państw członkowskich UE. Pierwsze projekty we wschodzących rynkach offshore wind ze względu na rozproszony łańcuch dostaw, ryzyko rynkowe oraz kwestie logistyczne generują istotnie wyższe koszty w porównaniu z rynkami rozwiniętymi, przez co dla uzasadnienia opłacalności wymagają systemu wsparcia (np. kontraktu różnicowego – *ang. Contract for Difference, CfD*).

Konstrukcja kontraktów różnicowych w innych państwach zakłada określenie zarówno maksymalnej ceny aukcyjnej jak i minimalnej). Cena jest ustalana na podstawie średniego kosztu wytwarzania energii elektrycznej (LCOE) danej technologii. Ostatecznie system wsparcia w Niemczech, Holandii czy Wielkiej Brytanii jest oparty na systemie aukcyjnym, w którym każdy inwestor składa ofertę, a wygrywa inwestor o najniższym koszcie wytwarzania energii dla danego wolumenu mocy.



Wykres 1. Wskaźnik uśrednionych kosztów instalacji, współczynnik mocy, LCOE dla morskich farm wiatrowych w latach 2010-2022 (\$/kWh) (źródło: IRENA, „Renewable Power Generation Costs in 2022”)

W 2022 r. wolumen mocy z morskiej energetyki wiatrowej wzrósł o 8,9 GW. Byłby to nowy rekord, gdyby nie ekspansja obserwowana w 2021 r., kiedy to na świecie zainstalowano w sumie 21 GW nowych mocy, a na wynik miał wpływ dynamicznie rozwijający się rynek w Chinach. Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej (IRENA) w swoim raporcie wskazuje, że spadek w 2022 r. udziału Chin w przyrostach nowych mocy i uruchomienie projektów na nowych rynkach spowodowały, że LCOE dla nowych projektów wzrósł o 2% w porównaniu z 2021 r., z 0,079 \$/kWh do 0,081 \$/kWh.

Analizy przygotowane przez National Renewable Energy Laboratory (NREL) - „2022 Cost of Wind Energy Review” oraz brytyjski Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS) – „Electricity generation cost 2023” wskazują na tendencję spadkową LCOE z morskich farm wiatrowych. Na ten spadek wpłynęły takie czynniki jak: zwiększenie produktywności turbin, minimalizacja zakłóceń produktywności (ograniczenie „wake-effect”), optymalizacja procesów obsługi i utrzymania, zmniejszenie ryzyka finansowania (dojrzałość branży i projektów), coraz większa podaż statków oraz portów, efektywniejsza technologia produkcji komponentów.

Obecnie najbardziej rozpowszechnioną formą wsparcia jest wspomniany wcześniej kontrakt różnicowy. Stanowi on państwową gwarancję kupna po stałej cenie referencyjnej wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci energii elektrycznej. W przypadku gdy rynkowe ceny energii są niższe niż cena referencyjna, dodatnia różnica jest wypłacana wytwórcy. Natomiast gdy ceny rynkowe energii są wyższe niż cena referencyjna, wówczas tę różnicę otrzymuje strona wspierająca. System ten jest satysfakcjonujący dla wszystkich stron, gdyż zapewnia stabilne przychody i minimalizuje koszty finansowe.

W 2023 r. niektóre rządy zaczęły stosować tzw. “licytacje ujemne” w aukcjach dla morskiej energetyki wiatrowej, czyli opłatę ponoszoną przez dewelopera za prawo do budowy nowej farmy wiatrowej. Oznacza to jednak wyższe koszty finansowe wynikające z problemów z pozyskaniem kredytów, gdyż banki nie widzą w takim przypadku stabilnych przychodów. Zatem, chcąc się zabezpieczyć banki podwyższają stopy procentowe, co przyczynia się do zwiększenia ogólnego ryzyka projektu, co z kolei podnosi koszty kapitałowe. System ten nakłada na morskie farmy wiatrowe dodatkowe koszty, które następnie zostają przerzucone na społeczeństwo w

postaci wyższych rachunków za energię, bądź na wytwórców energii, którzy już teraz zmagają się z inflacją i wzrostem kosztów.

Niemcy:

W 2023 r. Niemcy ogłosiły zwycięzców aukcji na morskie farmy wiatrowe na Morzu Północnym i Morzu Bałtyckim o mocy w sumie 8,8 GW.

- Aukcje z „dynamiczną procedurą przetargową” (4 lokalizacje, 7 GW)

Inwestorzy ubiegający się o prawo do każdej z lokalizacji zobowiązali się do budowy morskiej farmy wiatrowej bez żadnego wsparcia ze strony państwa, uruchamiając dodatkową „dynamiczną procedurę przetargową”. Procedura ta wymagała od deweloperów przystąpienia do drugiej rundy nieograniczonej „licytacji ujemnej”. W przypadku licytacji negatywnej, zwanej również licytacją odwróconą, dostawcy energii starają się zaoferować najniższą możliwą cenę, która jest zazwyczaj ujemna. W praktyce oznacza to, że dostawca proponuje, że będzie płacił państwu za prawo do wyprodukowania energii. Oferty były przyznawane wyłącznie na podstawie ceny.

W rezultacie wygrani deweloperzy morskich farm wiatrowych będą musieli zapłacić rządowi Niemiec łącznie 12,6 mld euro. 90% pieniędzy zostanie przeznaczonych na sfinansowanie kosztów podłączenia do sieci, 5% zostanie wykorzystane na ochronę morskiej różnorodności biologicznej, a kolejne 5% na wsparcie przyjaznego dla środowiska rybołówstwa.

Cztery projekty mają zostać oddane do użytku do 2030 roku. W celu terminowej realizacji tych projektów Niemcy muszą rozszerzyć swój łańcuch dostaw dla morskiej energetyki wiatrowej, np. o zdolność przemysłową do budowy turbin wiatrowych, fundamentów i statków instalacyjnych. Potrzebne będą również kolejne inwestycje w porty, a także pozyskanie wykwalifikowanych pracowników. „Dynamiczna procedura przetargowa” powoduje, że firmy w łańcuchu dostaw energii wiatrowej będą musiały pracować z jeszcze niższymi marżami, ponieważ deweloperzy przenoszą na nich dodatkowe koszty związane z „licytacją ujemną”.

- Aukcje bez „dynamicznej procedury przetargowej” (4 lokalizacje, 1,8 GW)

Lokalizacje zostały przyznane na aukcji w ramach innego projektu aukcyjnego, który obejmował cztery kryteria pozacenowe: ochronę środowiska, wkład w wykwalifikowaną siłę roboczą, ślad węglowy w produkcji turbin wiatrowych, istnienie umów PPA. Do tych lokalizacji nie miała zastosowania "dynamiczna procedura przetargowa". Oddanie do użytku morskich farm wiatrowych spodziewane jest w 2028 roku.

Niemiecki regulator (Bundesnetzagentur) uznał, że 90% przychodów z przetargu zostanie przeznaczone na obniżenie cen energii, a pozostała część w proporcji 50/50 na ochronę mórz i zrównoważone rybołówstwo. Część przeznaczona na ochronę mórz musi zostać wpłacona do budżetu federalnego w ciągu jednego roku, podczas gdy 90% musi zostać wpłacone od 2028 r. przez okres 20 lat.

W 2024 r. Niemcy przyznały 2,5 GW na nowe projekty morskiej energetyki wiatrowej. Aukcje wykorzystywały licytację negatywną, w której deweloperzy farm wiatrowych licytowali kwotę, jaką są gotowi zapłacić za prawo do budowy farmy wiatrowej – a im wyższa cena, tym większe prawdopodobieństwo wygranej. Większość innych krajów w Europie stosuje aukcje kontraktów różnicowych (CfD), w których deweloperzy oferują kwotę przychodów, której potrzebują, a najniższa oferta wygrywa.

Jeśli inwestor wygra aukcję z ujemną stawką, jego przychód będzie równy hurtowej cenie rynkowej energii elektrycznej. Jeśli wygra aukcję CfD, jego przychód będzie równy ofercie złożonej na aukcji, a jeśli ceny rynkowe będą wyższe niż uzgodniona cena wykonania, zapłaci różnicę rządowi.

Ujemne kwoty ofertowe są bezpośrednim dodatkiem do kosztów rozwoju morskiej farmy wiatrowej. Są to dodatkowe pieniądze, które deweloper musi zapłacić, a których nie płaci na aukcji CfD. Deweloperzy projektów muszą przenieść te koszty albo na łańcuch dostaw (który wciąż podnosi się po zakłóceniach w dostawach i wzroście kosztów) lub na konsumentów energii elektrycznej w postaci wyższych cen energii.

Holandia

W 2024 r. Holandia ogłosiła przetarg z zerowym subsydiowaniem na 4 GW mocy w morskiej energetyce wiatrowej na Morzu Północnym, przy czym w aukcji zastosowano znacznie wyższy wskaźnik „licytacji ujemnych” niż w poprzednich rundach.

Deweloperzy mieli czas na złożenie ofert na dwa projekty o mocy 2 GW - IJmuiden Ver Alpha i Beta do 28 marca 2024 r., zaś 11 i 13 czerwca 2024 r. ogłoszono wyniki tych aukcji. Oferenci byli oceniani pod kątem pewności, że ukończą budowę morskiej farmy wiatrowej. W przypadku projektu IJmuiden Ver Alpha, deweloperzy byli również oceniani pod kątem zgodności farmy wiatrowej z zasadami obiegu zamkniętego, w tym jej wpływu na środowisko. W przypadku IJmuiden Ver Beta, był brany pod uwagę także wkład farmy wiatrowej w integrację systemu. Deweloperzy byli również oceniani pod kątem ich gotowości do płacenia za prawo do korzystania z terenu – „licytacji ujemnych” – przy akceptacji rocznych opłat w wysokości do 420 mln euro. Jednak ostateczna cena, jaką zapłacą zwycięscy oferenci, wynosi tylko 1 mln euro za rok przez 40 lat dla IJmuiden Ver Alpha (tj. 20 mln euro za GW) i 20 mln euro za rok przez 40 lat dla Beta (tj. 400 mln euro za GW). W poprzednich rundach maksymalna opłata wynosiła 50 mln euro w całym okresie trwania projektu. Projekty IJmuiden Ver mają zostać oddane do użytku w 2029 roku.

Wielka Brytania

W Wielkiej Brytanii koszt przyłączenia farmy wiatrowej do sieci elektroenergetycznej leży po stronie inwestora, który następnie odsprzedaże gotowe przyłącze do tzw. OFTO (Offshore Transmission Owner). W Wielkiej Brytanii wszyscy zwycięzcy aukcji na realizację projektów, które zakończą się w tym samym roku, otrzymują wsparcie w postaci kontraktu różnicowego w takiej samej wysokości, którą wyznacza najwyższa wygrana oferta.

W 2023 r. opublikowano wyniki piątej rundy aukcji dla projektów OZE, w której najwięcej wsparcia przewidziano dla morskiej energetyki wiatrowej (7 GW). Aukcja zakończyła się jednak fiaskiem, ponieważ do aukcji nie przystąpił ani jeden deweloper. Inwestorów zniechęciła zbyt niska proponowana cena energii wytwarzanej przez morskie farmy wiatrowe, ustalona na poziomie maksymalnym 44 funty/MWh (około 236 zł/MWh).

27 marca 2024 r. rozpoczęła się szósta runda alokacji. Cena maksymalna dla morskiej energetyki wiatrowej została ustalona na poziomie 73 funtów/MWh. Tym razem nastąpiło wyraźne odbicie po porażce poprzedniej aukcji dla offshore, w której żaden deweloper nie złożył oferty. Teraz kontrakty różnicowe (CfD) zostały zabezpieczone dla morskich projektów wiatrowych o łącznej mocy 5,3 GW.

W szóstej brytyjskiej aukcji duński Orsted, który buduje największą morską farmę wiatrową na świecie w ramach projektu Hornsea, otrzymał wsparcie dla dwóch kolejnych etapów tej inwestycji. Kontrakty różnicowe obejmą energię produkowaną z części farmy wiatrowej Hornsea 3 (wolumen 1080 MW) oraz Hornsea 4 (2400 MW). Kontrakty CfD dla Orsted zostały przyznane po cenach indeksowanych inflacją – w wysokości 54,23 funtów brytyjskich za MWh (około 275 zł/MWh) dla zakontraktowanego udziału w Hornsea 3 oraz 58,87 funtów/MWh (około 298 zł/MWh) dla Hornsea 4.

Dwustronne kontrakty różnicowe będą obowiązywać przez 15 lat począwszy od uruchomienia farmy. Cena jest indeksowana inflacją do czasu rozpoczęcia i przez cały okres obowiązywania kontraktu CfD. Orsted buduje farmy wiatrowe Hornsea 3 i Hornsea 4 wraz z infrastrukturą przesyłową (podstacje morskie i lądowe oraz kable eksportowe). Gdy farmy wiatrowe zostaną w pełni oddane do użytku, Orsted zgodnie z brytyjskimi przepisami sprzeda aktywa przesyłowe nowemu właścicielowi.

Litwa

Litwa planuje budowę dwóch morskich farm wiatrowych o mocy około 1,4 GW (po 700 MW), które mają zostać uruchomione w wyłącznej strefie ekonomicznej na Morzu Bałtyckim w pobliżu Połagi.

W pierwszej aukcji przeprowadzonej 2023 r. zwycięzca aukcji jest zobowiązany do zapłaty 20 mln euro za możliwość rozwoju projektu. Inwestor otrzymał pozwolenie na eksploatację elektrowni wiatrowej przez 41 lat, która ma powstać ok. 2030 r. W ramach drugiej aukcji zastosowano model CfD (kontrakt różnicowy), gdzie wytwórcy mogli składać oferty w przedziale od 64,31 euro/MWh do 107,18 euro/MWh. Litewska Krajowa Rada Regulacji Energetyki (VERT) przygotowała aukcję, która zakończyła się 14 kwietnia 2024 r. Do

przeprowadzenia aukcji wymagano udziału co najmniej dwóch ofert. Niestety wpłynęła jedynie jedna oferta, zatem aukcja została nierozstrzygnięta.

Reasumując sposób prowadzenia aukcji i ustalone w ich ramach ceny zależą od wielu czynników i różnią się względem poszczególnych rynków. Dodatkowo, opracowania branżowe wskazują, że projekty realizowane na nowych rynkach będą wymagały podobnego poziomu wsparcia względem rynków rozwijających morskie farmy wiatrowe, ze względu na specyfikę danego kraju oraz czynniki takie jak dostęp do infrastruktury portowej czy wyższy poziom ryzyka. Przedstawiane powyżej systemy aukcyjne mają na celu zachowanie konkurencji oraz optymalizację kosztową portfolio realizowanych projektów.

2. Mapowanie obszarów niezbędnych do wniesienia krajowych wkładów w realizację ogólnego celu unijnego w zakresie energii odnawialnej wyznaczonego na 2030 r. oraz ramy prawne dla wyznaczania OPRO

Z uwagi na fakt, że przedmiotowe regulacje wynikają z zobowiązań nałożonych dyrektywą RED III, w chwili obecnej omawiane rozwiązania są przedmiotem prac analityczno-koncepcyjnych i/lub legislacyjnych w większości krajów członkowskich UE. Poniżej, na podstawie dostępnych materiałów źródłowych, zaprezentowano przykłady dwóch z nich.

Niemcy

Wobec potrzeby dalszego rozwoju sektora OZE oraz konieczności uniezależnienia energetycznego od Federacji Rosyjskiej po jej inwazji na Ukrainę, od 2022 r. Niemcy przyjęły szereg rozwiązań legislacyjnych mających służyć przyspieszeniu inwestycji w OZE. Wobec obowiązujących już przepisów dotyczących wyznaczania obszarów przeznaczonych do rozwoju energetyki słonecznej oraz energetyki wiatrowej, Niemcy nie dokonywały mapowania potencjału oraz nie tworzyły dotychczas procedur dotyczących wyznaczania OPRO.

Niemniej, obecnie jest procedowany projekt ustawy implementującej dyrektywę RED III, zgodnie z którym wyznaczanie obszarów przyspieszonego rozwoju dla fotowoltaiki i energetyki wiatrowej ma być przeprowadzane przez gminę. Uproszczeniu ulegają procedury środowiskowe. Na obszarach przyspieszonego rozwoju instalacji OZE, właściwy organ zobowiązany będzie do przeprowadzenia jedynie procedury weryfikującej zgodność inwestycji ze strategiczną oceną oddziaływania na środowisko (tzw. screening), z wyjątkiem projektów transgranicznych.

Portugalia

W przeciwieństwie do Niemiec, Portugalia przeprowadziła kompleksowe mapowanie potencjału OZE, zgodnie z art. 15b dyrektywy RED III.

W pierwotnej wersji mapy wyłączono obszary wrażliwości środowiskowej, wskazując zarazem ok. 12% powierzchni kraju o najlepszych uwarunkowaniach do lokalizowania instalacji OZE. Tym samym, w sposób kompleksowy zidentyfikowano obszary pozwalające na wyznaczanie na ich terenie OPRO. Po weryfikacji uwag zgłoszonych przez władze lokalne oraz organizacje pozarządowe i zastosowaniu bardziej restrykcyjnych kryteriów, zredukowano liczbę obszarów o niskiej wrażliwości środowiskowej do 3% terytorium Portugalii.

Jednocześnie Ministerstwo Klimatu i Środowiska nie posiada informacji na temat prowadzonych w Portugalii prac legislacyjnych, mających na celu stworzenie procedur wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji OZE.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Urząd Regulacji Energetyki	1	-	Zmiany w systemie aukcyjnym dla MEW i skrócenie niektórych procedur. Umożliwienie miarkowania wysokości kar w odniesieniu do wagi przewinienia wytwórcy.

			Prowadzenie rejestru spółdzielni energetycznych na terenie gmin miejskich.
Zarządca rozliczeń	1	Szacunki własne	Zmiany w systemie aukcyjnym i zasadach rozliczania prawa do pokrycia ujemnego salda.
Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa	1	-	Umożliwienie miarkowania wysokości kar w odniesieniu do wagi przewinienia wytwórcy.
Wytwórcy energii w morskich farmach wiatrowych	kilkanaście	Szacunki własne	Obniżenie ryzyka regulacyjnego, w związku z rozstrzygnięciem wątpliwości interpretacyjnych.
Minister właściwy ds. klimatu	1	Szacunki własne	Obowiązek wydania obwieszczenia zawierającego kurs wymiany euro, przyjęty do obliczenia ceny maksymalnej określonej w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 31 ust. 11 ustawy offshore wind. Obowiązek opublikowania map potencjału energii ze źródeł odnawialnych.
Samorząd wojewódzki	16	Dane GUS	Zwiększenie zakresu zadań w związku ze sporządzaniem i procedowaniem planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii dla województwa wraz ze sporządzaniem strategicznej oceny oddziaływania na środowisko.
Gmina	2479	https://www.gov.pl/web/mswia/baza-jst	Analiza postanowień planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii dla województwa i ewentualne ich uwzględnianie w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego.
Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych	191	Sprawozdanie Prezesa URE za 2023 r.	Udział w pracach prowadzonych przez marszałków województw nad wyznaczaniem konkretnych obszarów i powierzchni na terenie województwa, które uznaje się za obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii. Możliwość miarkowania wysokości kar w odniesieniu do wagi przewinienia wytwórcy, w tym odstąpienia od niej w przypadku przewinień niezawinionych lub o znikomej wadze. Zmniejszenie wpływów z uwagi na zwolnienie z konieczności uiszczania opłaty solidarnościowej przez

			przedsiębiorstwa wykorzystujące linię bezpośrednią.
Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.		Udział w pracach prowadzonych przez marszałków województw nad wyznaczaniem konkretnych obszarów i powierzchni na terenie województwa, które uznaje się za obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii.
Operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych	50	Sprawozdanie Prezesa URE za 2023 r.	Udział w pracach prowadzonych przez marszałków województw nad wyznaczaniem konkretnych obszarów i powierzchni na terenie województwa, które uznaje się za obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii.
Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła lub chłodu	349	„Energetyka ciepła w liczbach 2023”, URE	Udział w pracach prowadzonych przez marszałków województw nad wyznaczaniem konkretnych obszarów i powierzchni na terenie województwa, które uznaje się za obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii.
Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska	1	https://www.gov.pl/web/gdos	Zwiększenie zakresu zadań w związku z rozpatrywaniem odwołań od sprzeciwu regionalnych dyrektorów ochrony środowiska w stosunku do zgłoszenia planowanej inwestycji lokalizowanej na obszarze przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii.
Dyrektorzy Urzędów Morskich	2	§ 1 rozporządzenia Ministra Transportu i Gospodarki Morskiej z dnia 7 października 1991 r. w sprawie utworzenia urzędów morskich, określenia ich siedzib oraz terytorialnego zakresu działania dyrektorów urzędów morskich	Ustanowienie, w drodze zarządzenia, strefy bezpieczeństwa oraz wyrażanie zgody na wpłynięcie statków w tę strefę.

Regionalni Dyrektorzy Ochrony Środowiska	16	https://www.gov.pl/web/guest/rdos	Udział w pracach prowadzonych przez marszałków województw nad wyznaczaniem konkretnych obszarów i powierzchni na terenie województwa, które uznaje się za obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii oraz zwiększenie zakresu zadań w związku z prowadzeniem procedury kontroli w celu dokonania oceny czy dana inwestycja jest realizowana w sposób zgodny z właściwym planem obszarów OZE.
Wojewódzkie Inspektoraty Ochrony Środowiska	16		Wymierzanie kar administracyjnych za realizację inwestycji na obszarze przyspieszonego rozwoju OZE w sposób niezgodny z właściwym planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, w tym z przyjętymi środkami łagodzącymi.
Główny Inspektorat Ochrony Środowiska	1	https://www.gov.pl/web/guest/os	Rozpatrywanie odwołań od decyzji Wojewódzkich Inspektoratów Ochrony Środowiska o wymierzeniu kar administracyjnych za realizację inwestycji na obszarze przyspieszonego rozwoju OZE w sposób niezgodny z właściwym planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, w tym z przyjętymi środkami łagodzącymi.
Potencjalni wytwórcy energii z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii	Trudna do oszacowania		Uproszczenie, skrócenie lub liberalizacja procedur administracyjnych w procesie inwestycyjnym OZE.
Wytwórcy energii elektrycznej w małych instalacjach oze	Ok. 3100	Sprawozdania URE za 2023r.	Możliwość miarkowania wysokości kar w odniesieniu do wagi przewinienia wytwórcy, w tym odstąpienia od niej w przypadku przewinień niezawinionych lub o znikomej wadze.
Klastry energii	7	Rejestr klastrów energii PURE	Możliwość miarkowania wysokości kar w odniesieniu do wagi przewinienia wytwórcy, w tym odstąpienia od niej w przypadku przewinień niezawinionych lub o znikomej wadze.
Wytwórcy energii z oze posiadający koncesję na wytwarzanie	1025 podmiotów	Sprawozdania URE za 2023r.	Możliwość miarkowania wysokości kar w odniesieniu do wagi przewinienia wytwórcy, w tym odstąpienia od niej w przypadku przewinień niezawinionych lub o znikomej wadze.
Wytwórcy w instalacjach OZE biorący udział w aukcjach	Kilka tysięcy	Szacunki własne (ok. 500–1000)	Możliwość miarkowania wysokości kar w odniesieniu do wagi przewinienia wytwórcy, w tym odstąpienia od niej w

		wytwórców rocznie)	przypadku przewinień niezawinionych lub o znikomej wadze.
Odbiorcy końcowi energii elektrycznej	17,6 mln	URE	Skuteczna i sprawna realizacja inwestycji w zakresie MFW zagwarantuje bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej oraz tańsze ceny tej energii dla odbiorców końcowych.
Osoby pracujące w portach morskich, terminalach instalacyjnych lub bazach serwisowych przeznaczonych do celów obsługi budowy lub eksploatacji MFW lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz personel przemysłowy	21 tys. (do 2030 r.)	https://www. psew.pl/rapor ty/	Zagwarantowanie stabilnych i przejrzystych warunków pracy.
Przedsiębiorstwa odbierające energię elektryczną za pośrednictwem linii bezpośredniej z instalacji zlokalizowanych na obszarach przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii.	Trudna do oszacowani a		Zwolnienie z konieczności uiszczania opłaty solidarnościowej.
Wytwórcy energii z biomasy	Kilka podmiotów	Szacunki własne	Obowiązek certyfikacji w ramach uznanego systemu certyfikacji.

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt nie był przedmiotem prekonsultacji.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248, z późn. zm.5) i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2025 r. poz. 408), został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt został przekazany do konsultacji (21 dni) do następujących podmiotów:

- 1) Agencja Rozwoju Przemysłu;
- 2) Baltic Power;
- 3) Baltic Trade and Invest;
- 4) Bank Gospodarstwa Krajowego;
- 5) Enea;
- 6) Equinor Polska;
- 7) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii;
- 8) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska;
- 9) Krajowa Izba Gospodarcza;
- 10) Krajowa Izba Gospodarki Morskiej;
- 11) Northland Power;
- 12) Ocean Winds;
- 13) Ørsted;
- 14) PGE Baltica;
- 15) PGE;
- 16) ORLEN;
- 17) Polenergia;
- 18) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej;
- 19) Polska Izba Morskiej Energetyki Wiatrowej;
- 20) Polski Fundusz Rozwoju;

- 21) Polski Komitet Energii Elektrycznej;
- 22) Polskie Sieci Elektroenergetyczne: PSE SA;
- 23) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej;
- 24) Pracodawcy Pomorza;
- 25) RWE;
- 26) Sea Wind Polska;
- 27) Stowarzyszenie Branży Elektroenergetycznej;
- 28) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej;
- 29) Synthos Green Energy;
- 30) Tauron Polska Energia;
- 31) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie;
- 32) Towarzystwo Obrotu Energią;
- 33) Związek Banków Polskich;
- 34) Związek Polskich Pracodawców Handlu i Usług;
- 35) EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej;
- 36) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej;
- 37) Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności;
- 38) Instytut Gospodarki Nieruchomościami;
- 39) Instytut na Rzecz Ekorozwoju;
- 40) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie;
- 41) Izba Gospodarcza Wodociągi Polskie;
- 42) Polska Geotermalna Asocjacja;
- 43) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła;
- 44) Polskie Centrum Akredytacji;
- 45) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej;
- 46) Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki;
- 47) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne;
- 48) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego;
- 49) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych;
- 50) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki;
- 51) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej;
- 52) Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV;
- 53) Stowarzyszenie Małej Energetyki Wiatrowej;
- 54) Stowarzyszenie Papierników Polskich;
- 55) Stowarzyszenie Producentów Cementu;
- 56) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów;
- 57) Towarzystwo Elektrowni Wodnych;
- 58) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych;
- 59) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego;
- 60) Agencja Mienia Wojskowego;
- 61) Instytut Geografii i Przestrzennego Zagospodarowania im. Stanisława Leszczyckiego Polskiej Akademii Nauk;
- 62) Instytut Reform;
- 63) Instytut Rozwoju Miast i Regionów;
- 64) PKP S.A.;
- 65) PKP Energetyka;
- 66) Polskie Towarzystwo Informacji Przestrzennej;
- 67) Spółka Restrukturyzacji Kopalń S.A.;
- 68) Stowarzyszenie Geodetów Polskich;
- 69) Stowarzyszenie Gmin Przyjaznych Energii Odnawialnej;
- 70) Stowarzyszenie Polska Izba Urbanistów;
- 71) Unia Miasteczek Polskich;
- 72) Związek Gmin Wiejskich RP;
- 73) Związek Miast Polskich;
- 74) Związek Powiatów Polskich;
- 75) Związek Samorządów Polskich;
- 76) Związek Województw RP;
- 77) Krajowa Rada Spółdzielcza;
- 78) Krajowa Izba Kłastrów Energii i Odnawialnych Źródeł Energii;

- 79) Krajowa Izba Gospodarki Nieruchomościami;
- 80) Związek Rewizyjny Spółdzielni Mieszkaniowych;
- 81) Polska Izba Gospodarcza Towarzystw Budownictwa Społecznego;
- 82) Polska Organizacja Biometanu.

Projekt został przekazany do zaopiniowania (21 dni) następującym podmiotom:

- 1) Biuro Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej;
- 2) Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska;
- 3) Główny Urząd Nadzoru Budowlanego;
- 4) Młodzieżowa Rada Klimatyczna;
- 5) Prokuratoria Generalna Rzeczypospolitej Polskiej;
- 6) Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów;
- 7) Urząd Regulacji Energetyki;
- 8) Agencja Restrukturyzacji i Modernizacji Rolnictwa;
- 9) Generalna Dyrekcja Dróg Krajowych i Autostrad;
- 10) Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa;
- 11) Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie;
- 12) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców;
- 13) Dyrektorzy Urzędów Morskich.
- 14) Zarządca Rozliczeń S.A.;

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów związków zawodowych, projekt został przekazany do zaopiniowania (30 dni) przez następujące reprezentatywne związki zawodowe:

- 1) Ogólnopolskie Porozumienie Związków Zawodowych;
- 2) Forum Związków Zawodowych;
- 3) Niezależny Samorządny Związek Zawodowy NSZZ „Solidarność”.

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów związków pracodawców, projekt został przekazany do zaopiniowania (30 dni) przez następujące reprezentatywne organizacje pracodawców:

- 1) Pracodawcy RP;
- 2) Konfederacja Lewiatan;
- 3) Związek Rzemiosła Polskiego;
- 4) Związek Pracodawców Business Centre Club;
- 5) Związek Przedsiębiorców i Pracodawców;
- 6) Federacja Przedsiębiorców Polskich;
- 7) Polskie Towarzystwo Gospodarcze.

Projekt podlegał opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej.

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucji dialogu społecznego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232, z późn. zm.), wobec czego nie wymagał zaopiniowania przez RDS.

Projekt ustawy nie wymagał przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostały omówione w raporcie z konsultacji, zawierającym zestawienie przedstawionych stanowisk lub opinii i odniesienie się do nich przez organ wnioskujący, udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych												
(ceny stałe z r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0–10)
Koszty łączne												

Dochody ogółem	0,21	1,04	1,12	1,15	1,18	1,21	1,24	1,27	1,30	1,34	1,37	12,44
budżet państwa	0,01	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,36
JST	0,04	0,18	0,18	0,19	0,19	0,20	0,20	0,21	0,21	0,22	0,22	2,04
ZUS	0,14	0,67	0,75	0,77	0,78	0,80	0,82	0,84	0,87	0,89	0,91	8,24
NFZ	0,03	0,16	0,16	0,17	0,17	0,17	0,18	0,18	0,19	0,19	0,20	1,80
Wydatki ogółem	-2,43	1,15	1,17	1,97	1,30	1,37	2,95	3,02	3,10	3,17	3,25	20,03
budżet państwa	-2,43	1,15	1,17	1,97	1,30	1,37	2,95	3,02	3,10	3,17	3,25	20,03
JST												
ZUS												
NFZ												
Saldo ogółem	2,64	-0,10	-0,05	-0,82	-0,12	-0,16	-1,71	-1,75	-1,79	-1,84	-1,88	-7,59
budżet państwa	2,43	-1,11	-1,14	-1,94	-1,27	-1,34	-2,91	-2,98	-3,06	-3,13	-3,21	-19,67
JST	0,04	0,18	0,18	0,19	0,19	0,20	0,20	0,21	0,21	0,22	0,22	2,04
ZUS	0,14	0,67	0,75	0,77	0,78	0,80	0,82	0,84	0,87	0,89	0,91	8,24
NFZ	0,03	0,16	0,16	0,17	0,17	0,17	0,18	0,18	0,19	0,19	0,20	1,80
Część budżetowa 41 – Środowisko												
Dochody ogółem	0,21	1,04	1,12	1,15	1,18	1,21	1,24	1,27	1,30	1,34	1,37	12,44
budżet państwa	0,01	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,36
JST	0,04	0,18	0,18	0,19	0,19	0,20	0,20	0,21	0,21	0,22	0,22	2,04
ZUS	0,14	0,67	0,75	0,77	0,78	0,80	0,82	0,84	0,87	0,89	0,91	8,24
NFZ	0,03	0,16	0,16	0,17	0,17	0,17	0,18	0,18	0,19	0,19	0,20	1,80
Wydatki ogółem	0,25	2,38	2,41	2,47	2,54	2,61	2,95	3,02	3,10	3,17	3,25	28,14
budżet państwa	0,25	2,38	2,41	2,47	2,54	2,61	2,95	3,02	3,10	3,17	3,25	28,14
JST												
ZUS												
NFZ												
Saldo ogółem	-0,03	-1,34	-1,28	-1,32	-1,36	-1,40	-1,71	-1,75	-1,79	-1,84	-1,88	-15,70
budżet państwa	-0,24	-2,35	-2,37	-2,44	-2,50	-2,57	-2,91	-2,98	-3,06	-3,13	-3,21	-27,78
JST	0,04	0,18	0,18	0,19	0,19	0,20	0,20	0,21	0,21	0,22	0,22	2,04
ZUS	0,14	0,67	0,75	0,77	0,78	0,80	0,82	0,84	0,87	0,89	0,91	8,24
NFZ	0,03	0,16	0,16	0,17	0,17	0,17	0,18	0,18	0,19	0,19	0,20	1,80
Część budżetowa 51 – Klimat												
Dochody ogółem	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
budżet państwa	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
JST	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

ZUS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NFZ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wydatki ogółem	0,27	0,27	0,27	1,00	0,27	0,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,33
budżet państwa	0,27	0,27	0,27	1,00	0,27	0,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,33
JST													
ZUS													
NFZ													
Saldo ogółem	-0,27	-0,27	-0,27	-1,00	-0,27	-0,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-2,33
budżet państwa	-0,27	-0,27	-0,27	-1,00	-0,27	-0,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-2,33
JST		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ZUS		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NFZ		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Część budżetowa 50 – Urząd Regulacji Energetyki													
Dochody ogółem	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
budżet państwa	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
JST	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ZUS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NFZ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wydatki ogółem	-2,94	-1,50	-1,50	-1,50	-1,50	-1,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-10,44
budżet państwa	-2,94	-1,50	-1,50	-1,50	-1,50	-1,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-10,44
JST													
ZUS													
NFZ													
Saldo ogółem	2,94	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,44
budżet państwa	2,94	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,44
JST	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ZUS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NFZ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Źródła finansowania	Planowane koszty będą pokrywane w ramach podniesienia limitu wydatków odpowiednich części budżetu państwa w części budżetowej 41 – Środowisko i w części budżetowej 51 - Klimat (dysponent Minister Klimatu i Środowiska). Środki na dodatkowe zadania samorządów województw będą finansowane z dotacji celowej z budżetu państwa zgodnie z art. 49 ust. 1 ustawy o dochodach jednostek samorządu terytorialnego. Środki te powinny zostać przypisane do nr 71003 klasyfikacji budżetowej, tj. działalność usługowa, biura planowania przestrzennego. Zwrot niewykorzystanych środków przypisanych do części budżetowej 50 – URE odbędzie się zgodnie z zasadami przewidzianymi ustawą o finansach publicznych.												
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł	Wpływ na budżet państwa Projekt ustawy nakłada dodatkowe obowiązki na marszałków województw oraz regionalnych dyrektorów ochrony środowiska w obszarze, który został oszacowany w zakresie wpływu regulacji na sektor finansów publicznych (tabela powyżej). Tym samym projektowane												

danych i przyjętych do obliczeń założeń	rozwiązania wiązą się z koniecznością wzmocnienia zasobów kadrowych regionalnych dyrekcji ochrony środowiska oraz przekazania środków urzędowi marszałkowskiemu na realizację dodatkowego zadania z zakresu administracji rządowej.																																											
	Wydatki zostały oszacowane w oparciu o dotychczasowe doświadczenie i wiedzę w zakresie kosztów osobowych oraz biorąc pod uwagę zakres i przypuszczalną specyfikę nałożonych zadań na ww. organy.																																											
	Wzrost zatrudnienia w części z ww. instytucji wynikający z zaproponowanych w projekcie ustawy rozwiązań wpłynie jednocześnie na dochody budżetu państwa, jednostek samorządu terytorialnego (JST), Funduszu Ubezpieczeń Społecznych (ZUS) oraz Narodowego Funduszu Zdrowia (NFZ), zgodnie z powyższą tabelą.																																											
	W związku z wprowadzeniem nowych rozwiązań systemowych, wynikających z prawa unijnego, mających na celu dalszy, kompleksowy i zrównoważony rozwój sektora OZE, projekt zakłada także konieczność przeprowadzenia dodatkowych działań pozostających we właściwości Ministra Klimatu i Środowiska związanych z opracowaniem aktualizacji map potencjału OZE, które zapewnią aktualność wykorzystywanych narzędzi, a tym samym ciągłość wprowadzanych rozwiązań.																																											
	<u>I. Sporządzanie planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii</u>																																											
	W zakresie wydatków z budżetu państwa uwzględniono koszty przeznaczone na opracowywanie i wdrażanie planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, będących zadaniami zlecanymi samorządom województwa. Będzie to miało miejsce w jednostkach publicznych samorządu województwa (urzędach marszałkowskich) uczestniczących w tym procesie.																																											
	Wysokość dotacji celowej dla urzędów marszałkowskich została oszacowana na podstawie kosztów jakie zostały obliczone dla regionalnych dyrekcji ochrony środowiska z uwagi na analogiczny poziom pracochłonności realizowanych zadań w tychże instytucjach.																																											
	Realizowane działania będą się wiązały z dodatkowymi kosztami po stronie samorządów województw w wysokości:																																											
	Tabela 1. Planowane łączne koszty organów samorządu województw od 2026 r. wynikające z realizacji dodatkowych zadań z zakresu administracji rządowej w zakresie sporządzania planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii:																																											
	<table><tr><th>Pozycja</th><th>2026</th><th>2027</th><th>2028</th><th>2029</th><th>2030</th><th>2031</th><th>2032</th><th>2033</th><th>2034</th><th>2035</th></tr><tr><td colspan="11">Koszty</td></tr><tr><td>SUM</td><td>2 645 030,11</td><td>2 671 571,28</td><td>2 738 541,08</td><td>2 804 451,28</td><td>2 874 372,7</td><td>2 946 232,0</td><td>3 019 887,8</td><td>3 095 385,0</td><td>3 172 769,65</td><td>3 252 088,9</td></tr><tr><td>A</td><td>zł</td><td>zł</td><td>zł</td><td>zł</td><td>1 zł</td><td>3 zł</td><td>3 zł</td><td>3 zł</td><td>zł</td><td>0 zł</td></tr></table>	Pozycja	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Koszty											SUM	2 645 030,11	2 671 571,28	2 738 541,08	2 804 451,28	2 874 372,7	2 946 232,0	3 019 887,8	3 095 385,0	3 172 769,65	3 252 088,9	A	zł	zł	zł	zł	1 zł	3 zł	3 zł	3 zł	zł
Pozycja	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035																																		
Koszty																																												
SUM	2 645 030,11	2 671 571,28	2 738 541,08	2 804 451,28	2 874 372,7	2 946 232,0	3 019 887,8	3 095 385,0	3 172 769,65	3 252 088,9																																		
A	zł	zł	zł	zł	1 zł	3 zł	3 zł	3 zł	zł	0 zł																																		
Łączne koszty samorządów wojewódzkich w latach 2026-2035: 29 220 329,90 zł .																																												
Do zakresu obowiązków organu samorządu województwa odpowiedzialnego za wdrożenie obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji OZE (urzędu marszałkowskiego) należeć będzie:																																												
- weryfikacja map potencjału energii ze źródeł odnawialnych pod kątem wyznaczonych w nich obszarów, znajdujących się na terenie danego województwa oraz określenie zasadności wszczęcia procesu sporządzania planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii w zakresie poszczególnych technologii OZE; - opracowanie mechanizmu prowadzenia działań w zakresie sporządzania planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii oraz ich procedowanie w oparciu o wymogi ustawowe, w tym przeprowadzanie strategicznej oceny oddziaływania na środowisko dla planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji OZE, współpraca z organami uzgadniającymi i opiniującymi, zwłaszcza z regionalnymi dyrektorami ochrony środowiska oraz jednostkami samorządu gminnego, a także weryfikacja dokumentacji, harmonizacja danych;																																												

- prowadzenie cyklicznego monitoringu w zakresie potrzeby aktualizacji planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, wynikającej z określonych zmian prawnych, infrastrukturalnych czy przestrzennych lub aktualizacji map potencjału energii ze źródeł odnawialnych.

W związku z projektowaniem nowatorskich w polskim systemie prawnym rozwiązań systemowych dla prężnie rozwijającej się branży OZE, mając na uwadze ich specyfikę, gdzie docelowy element, tj. OPRO, ma być konsekwencją mapowania potencjału OZE, którego zakres jest na etapie opracowywania ram prawnych niemożliwy do poddania kompleksowym przewidywaniom, aktualnie trudno przewidzieć wymiar niezbędnej pracy i wyzwań z jakimi będą musiały mierzyć się organy samorządów wojewódzkich w ramach procesu wyznaczania OPRO. Tym samym nie jest obecnie możliwe sporządzenie szczegółowych analiz pracochłonności dla każdego z przewidywanych zadań, pozostających w zakresie obowiązków. Niemniej biorąc pod uwagę, że projekty planów OPRO obligatoryjnie będą podlegać strategicznej ocenie oddziaływania na środowisko, należy wskazać, że oszacowana średnia liczba dni roboczych potrzebnych na przeprowadzenie tej procedury to 51,9, co oznacza około 415 roboczogodzin.

Jednocześnie można przypuszczać, że średnia liczba planów OPRO sporządzanych w jednym województwie w pierwszym etapie wdrażania przedmiotowego rozwiązania, będzie oscylować w granicach 5-7 (maksymalnie po jednym planie dla każdej z mniej rokowujących w danym przypadku technologii (łącznie 3) oraz średnio po dwa plany w przypadku energetyki słonecznej i lądowej energetyki wiatrowej).

Mając zatem na uwadze powyższe, już samo to jedno ww. zadanie, będące obligatoryjnym elementem procesu sporządzania planów OPRO, może wymagać czasochłonności na poziomie blisko 1,5 roku kalendarzowego. Należy jednocześnie podkreślić, że m.in. z racji aktualizacji planów OPRO, a także wnioskowania przez rady gmin do marszałków województw o wyznaczenie OPRO na terenie tych gmin, przedmiotowe procesy będą realizowane w sposób ciągły i stały.

II. Udział RDOŚ w procesie sporządzania planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, map wrażliwości przyrody oraz w procedurze kontroli indywidualnych projektów OZE w ramach OPRO

W aspekcie uwzględnienia wymagań ochrony przyrody, podczas opracowywania planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, kluczowe miejsce zajmować będą regionalne dyrekcje ochrony środowiska, dalej „RDOŚ”. Wskazane podmioty mają pełnić nadrzędną rolę na etapie uzgodnień niezbędnych elementów przedmiotowych planów, w zakresie:

- weryfikacji obszarów znajdujących się na terenie danego województwa, wskazanych na podstawie map potencjału OZE, które mogą być uznane za obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, pod kątem znaczącego oddziaływania na środowisko potencjalnie lokalizowanych na nich instalacji OZE i powiązanej z nimi infrastruktury sieciowej lub magazynów energii;
- opracowywania środków łagodzących, jakie należy zastosować przy lokalizowaniu poszczególnych instalacji odnawialnego źródła energii i powiązanej z nimi infrastruktury sieciowej lub magazynów energii na OPRO, w celu zminimalizowania ich negatywnego oddziaływania na środowisko;
- weryfikacji realizowanych na obszarach przyspieszonego rozwoju instalacji OZE m.in. w zakresie ich zgodności z postanowieniami planów obszarów OZE, na podstawie których mają być realizowane oraz weryfikacji ich ewentualnego znaczącego oddziaływania, które nie zostało zidentyfikowane na poziomie strategicznej oceny oddziaływania na środowisko.

Jednym z kluczowych działań regionalnych dyrektorów ochrony środowiska realizowanych na potrzeby opracowywania planów obszarów OZE jest także sporządzenie map wrażliwości przyrody, określających obszary terytorium lądowego, polskie obszary morskie oraz obszary wód śródlądowych szczególnie cenne pod względem przyrodniczym, narażone na niekorzystne oddziaływanie instalacji OZE oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia

do sieci. Regionalni dyrektorzy ochrony środowiska zobowiązani będą do sporządzenia po raz pierwszy map wrażliwości przyrody w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

W przypadku zadań wynikających z wprowadzającego art. 160n ust. 3-11 w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii należy wskazać, że nie wpłyną one znacząco na funkcjonowanie RDOŚ.

Zakłada się, że w RDOŚ nowe zadania wynikające z konieczności rozpatrywania zgłoszeń dla inwestycji w zakresie instalacji OZE lokalizowanych w granicach obowiązującego planu obszaru OZE oraz lokalizowanych na tym obszarze urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci nie zwiększą obciążenia tych organów obowiązkami, ponieważ jednocześnie spadnie liczba postępowań w sprawie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, w których RDOŚ jest organem właściwym do wydania tej decyzji (dla elektrowni wiatrowych) albo opiniującym i uzgadniającym (dla pozostałych OZE, np. instalacje fotowoltaiczne, dla których decyzje wydają organy JST). Zmiany te zbilansują się wzajemnie, dlatego w ogólnym rozrachunku obciążenie tych organów nie powinno ulec zmianie.

Jednocześnie zgodnie z informacjami pozyskanymi od Generalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska w sprawie aktualnego zatrudnienia w RDOŚ, w urzędach tych nie ma obecnie wolnych, nieobsadzonych stanowisk pracy, w ramach których byłoby możliwe zatrudnienie pracowników prowadzących przedmiotowe działania.

Mając na uwadze powyższe realizacja zadań wynikających z niniejszego projektu będzie wymagała zatrudnienia szesnastu (16) dodatkowych pracowników w RDOŚ (po 1 etacie w każdej z regionalnych dyrekcji).

Należy przypuszczać, że średnia liczba planów OPRO sporządzanych w jednym województwie w pierwszym etapie wdrażania przedmiotowego rozwiązania, będzie oscylować w granicach 5-7 (maksymalnie po jednym planie dla każdej z mniej rokowujących w danym przypadku technologii (łącznie 3) oraz średnio po dwa plany w przypadku energetyki słonecznej i lądowej energetyki wiatrowej).

Procedura uzgadniania obszarów OZE, może odpowiadać pod względem obciążenia pracą, realizowanemu już przez RDOŚ uzgadnianiu projektów studiów uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego, planów ogólnych gmin oraz miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, których średnia czasochłonność w RDOŚ to 3,85 dnia czyli około 31 roboczogodzin. Mając to na uwadze oraz przewidywaną liczbę projektów planów OPRO sporządzanych na terenie danego województwa. Proces ich uzgadniania przez RDOŚ, może wymagać czasochłonności na poziomie blisko 1 roku kalendarzowego. Należy jednocześnie podkreślić, że m.in. z racji możliwości aktualizacji planów OPRO, a także wnioskowania przez rady gmin do marszałków województw o wyznaczenie OPRO na terenie tych gmin, przedmiotowe procesy będą realizowane w sposób ciągły i stały.

Z uwagi na bezprecedensowe rozwiązania systemowe wdrażane dla OZE niniejszym projektem ustawy, aktualnie trudno bardziej szczegółowo przewidzieć czasochłonność innych zadań merytorycznych, z którymi będą musiały zmierzyć się organy administracji ds. ochrony środowiska w ramach procesu uchwalania OPRO. Niemniej biorąc pod uwagę ich złożoność i ekspercki charakter, konieczne jest zapewnienie odpowiedniej, wysoko wykwalifikowanej kadry urzędniczej, która zagwarantuje efektywną realizację obowiązków w zakresie wdrażania obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii. Realizowane działania będą wiązać się z dodatkowymi kosztami po stronie RDOŚ w zakresie:

Pozycja 1 – koszty infrastruktury:

Utworzenie stanowisk pracy wraz z zapewnieniem niezbędnego wyposażenia, w tym mebli (biurko, krzesło) oraz urządzeń biurowych, takich jak w szczególności komputer i telefon (koszt ponoszony tylko w pierwszym roku).

Pozycja 2 – koszty osobowe:

Zgodnie z przewidywaniami dotyczącymi obsługi procesu opracowywania i uzgadniania planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, niezbędne

dla skutecznej realizacji nowych zadań będzie zatrudnienie dodatkowych dwudziestu sześciu (26) osób (5 osób w GDOŚ i 21 osób w RDOŚ).

Tabela 2. Planowane koszty RDOŚ od 2026 r. wynikające z zatrudnienia szesnastu (16) nowych pracowników w zakresie uzgadniania planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii:

Pozycja	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszty										
Pozycja 1	477 701,79 zł	267 373,34 zł	274 057,67 zł	280 635,0 5 zł	287 650,9 3 zł	294 842,2 0 zł	302 213,2 6 zł	309 768,59 zł	317 512,8 0 zł	325 450,62 zł
Pozycja 2	2 167 328,32 zł	2 404 197,94 zł	2 464 483,41 zł	2 523 816,2 2 zł	2 586 721,7 8 zł	2 651 389,8 3 zł	2 717 674,5 7 zł	2 785 616,44 zł	2 855 256,8 5 zł	2 926 638,27 zł
SUM A	2 645 030,11 zł	2 671 571,28 zł	2 738 541,08 zł	2 804 451,2 8 zł	2 874 372,7 1 zł	2 946 232,0 3 zł	3 019 887,8 3 zł	3 095 385,03 zł	3 172 769,6 5 zł	3 252 088,90 zł

Koszty RDOŚ w latach 2026-2035: 29 220 329,90 zł.

III. Aktualizacja map potencjału OZE w roku 2028

Zgodnie z art. 18 projektu ustawy minister właściwy do spraw klimatu w terminie do dnia 31 grudnia 2028 r. dokona pierwszej aktualizacji map potencjału odnawialnego źródła energii.

Powyższe ma korespondować z rezultatami reformy planowania przestrzennego, która ma nastąpić do połowy 2026 r. oraz sporządzaniem planów ogólnych i planów miejscowych, mających wymierny wpływ na kryterium planistyczne, będące jednym z kluczowych dla wykorzystania tworzonych map potencjału OZE.

Z uwagi na wysoce specjalistyczny, kompleksowy i wieloaspektowy charakter tego narzędzia, budżet aktualnie prowadzonego przez Ministra Klimatu i Środowiska postępowania o udzielenie zamówienia publicznego na jego wykonanie, wynosi 2 mln zł. Z uzyskanych ofert w ramach postępowania przetargowego na udzielenie zamówienia publicznego wynika, że powinien być on optymalny do rzeczywistej wartości tego przedsięwzięcia.

Mając to na uwadze, należy szacować, że koszt aktualizacji map potencjału OZE powinien być odpowiednio niższy, niemniej biorąc pod uwagę przewidywane ww. zmiany w zakresie polityki przestrzennej, a także inne uwarunkowania (m.in. zmian w zakresie infrastruktury sieciowej, zmiany prawne, zmiany w obowiązujących lub tworzenie nowych dokumentów strategicznych, inflacja), zakres tych prac będzie nadal szeroki i kosztochłonny. Tym samym na realizację tego zadania niezbędne są dodatkowe środki finansowe w kwocie 1 mln zł.

Podsumowanie kosztów przedstawionych regulacji

Tabela 5. Planowane koszty RDOŚ od 2026 r. wynikające z zatrudnienia szesnastu (16) nowych pracowników w związku z opracowywaniem planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii (Pozycja 1 i 2), koszty MKiŚ związane z aktualizacją map potencjału OZE w roku 2028 (Pozycja 3), a także koszty samorządów województw wynikające z realizacji zadania z zakresu administracji rządowej, tj. sporządzania planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii (Pozycja 4):

Pozycja	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszty w zł										
Pozycja 1	477 701,79	267 373,34	274 057,67	280 635,05	287 650,93	294 842,20	302 213,26	309 768,59	317 512,80	325 450,62
Pozycja 2	2 167 328,32	2 404 197,94	2 464 483,41	2 523 816,22	2 586 721,78	2 651 389,83	2 717 674,57	2 785 616,44	2 855 256,85	2 926 638,27

Pozycja 3	-	-	1 000 000,00	-	-	-	-	-	-	-
Pozycja 4	2 645 030,11	2 671 571,28	2 738 541,08	2 804 451,28	2 874 372,71	2 946 232,03	3 019 887,83	3 095 385,03	3 172 769,65	3 252 088,90
SUMA	5 290 060,23	5 343 142,55	6 477 082,15	5 608 902,55	5 748 745,43	5 892 464,06	6 039 775,67	6 190 770,06	6 345 539,31	6 504 177,79

Łączne koszty nowych etatów dla RDOŚ, koszty samorządów województw oraz koszty MKiŚ związane z aktualizacją map potencjału OZE, w latach 2026-2035: 59 440 659,80 zł.

Do wyliczenia kosztów wynikających z uruchomienia nowych etatów w RDOŚ przyjęto, że zatrudnienie powinno nastąpić od 2026 r. W poszczególnych latach uwzględniono także koszty związane z wyposażeniem nowoutworzonych stanowisk i ich utrzymaniem. Dla wyliczenia kosztów wynikających z realizacji zadań z zakresu administracji rządowej przez samorządy województw analogicznie przyjęto, że ich realizacja rozpocznie się od 2026 r.

W przypadku wynagrodzeń dla pracowników RDOŚ przyjęto uśrednione koszty etatów wynikające ze sprawozdań Rb-70 za okres I–VI 2025 r. dla tych instytucji, które zostały zwaloryzowane wskaźnikiem CPI na lata 2026–2035 r. zgodnym z wytycznymi MF z lipca 2025 r.

Należy jednocześnie podkreślić, że mimo przyjęcia uśrednionych wartości, rzeczywisty koszt poszczególnych etatów będzie się wahał z uwagi na dysproporcje wynagrodzeń pomiędzy poszczególnymi województwami.

Wysokość dotacji celowej dla samorządów województw z tytułu realizacji zadania z zakresu administracji rządowej została oszacowana w oparciu o koszty wyliczone dla regionalnych dyrekcji ochrony środowiska. Wzięto pod uwagę, że pracochłonność realizowanych zadań będzie w tych instytucjach na porównywalnym poziomie.

Zmiana reguły wydatkowej w art. 115 ust. 1 pkt 5-10 na wykonywanie zadań Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska oraz Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Gdańsku i Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Szczecinie

Wskaźnik wzrostu wynagrodzeń			105,00 %	106,30%	105,80%	105,30%	105,27%	105,27%
Rok		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Wynagrodzenia osobowe		791 367,00	830 935,35	883 284,28	934 514,77	984 044,05	1 035 903,17	1 090 495,27
DWR			67 266,20	70 629,50	75 079,16	79 433,76	83 643,74	88 051,77
ZUS (wskaźnik realny w RDOŚ i GDOŚ po zakończeniu 2024)	16,6 3%		149 370,92	158 635,86	167 895,47	176 856,36	186 180,65	195 992,37
FP	2,45 %		22 005,94	23 370,89	24 735,05	26 055,21	27 428,90	28 874,40
PPK	1,50 %		13 473,02	14 308,71	15 143,91	15 952,17	16 793,20	17 678,21
ZFŚS		6445,74	16 920,07	17 766,07	18 885,34	19 980,69	21 039,66	22 148,45
Razem			1 099 971,50	1 167 995,31	1 236 253,70	1 302 322,24	1 370 989,32	1 443 240,47

Obliczeń dokonano na podstawie średniego wynagrodzenia w 2024 r. w jednostkach, których reguła dotyczy:

- Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska – 10 870,15 zł (3 osoby);
- Regionalna Dyrekcja Ochrony Środowiska w Gdańsku – 8 395,96 zł (2 osoby);
- Regionalna Dyrekcja Ochrony Środowiska w Szczecinie – 8 272,44 zł (2 osoby).

Wartości te na 2025 r. zwaloryzowano o wskaźnik 5% (wzrost kwoty bazowej). Doliczono wydatki na dodatkowe wynagrodzenie roczne („13”). Uwzględniono realny wskaźnik ZUS na koniec 2024 r. 16,63% (a nie planistyczny 16,24%), fundusz pracy 2,45% i PPK 1,5% oraz ZFŚS za 7 osób. W kolejnych latach 2026-2030 uwzględniono również waloryzację wynikającą z wytycznych Ministra Finansów, odpowiednio na poziomie 6,3%, 5,8%, 5,3%, 5,27%, 5,27%.

Zwolnienie odbiorców przemysłowych z tzw. opłaty solidarnościowej

Proponowane rozwiązanie ma przyczynić się przede wszystkim do popularyzacji wykorzystania linii bezpośredniej dzięki zwiększeniu opłacalności ekonomicznej tego rozwiązania oraz obniżeniu kosztów działalności, dekarbonizacji i „zazielenianiu” przedsiębiorstw lokalizowanych na terenie Polski oraz wzmocnieniu ich konkurencyjności, jak i całej gospodarki narodowej przez zwiększenie atrakcyjności inwestycyjnej. Jednocześnie wygeneruje ono koszty po stronie operatorów systemów elektroenergetycznych, na których rzecz ponoszona jest tzw. opłata solidarnościowa.

Maksymalna stawka opłaty solidarnościowej jaką dopuszcza ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne w art. 46 ust. 7 pkt 1 stanowi połowę wysokości składnika zmiennego stawki sieciowej przewidzianej w taryfie danego operatora systemu elektroenergetycznego, przeznaczonej dla grupy taryfowej, do której jest zaliczany odbiorca przemysłowy.

Lista podana na stronie Urzędu Regulacji Energetyki <https://bip.ure.gov.pl/bip/wykaz-odbiorcow-przemys> nie wskazuje grup taryfowych, do których należą poszczególni odbiorcy przemysłowi. Odbiorcy przemysłowi praktycznie całościowo należą do grupy taryfowej A, dlatego do podstawy obliczeń przyjęto składnik zmienny stawki sieciowej dla grupy taryfowej A u największych operatorów systemów elektroenergetycznych. Przy czym, ze względu na brak danych (tajemnica przedsiębiorstwa) dotyczących przynależności poszczególnych odbiorców przemysłowych do danej grupy taryfowej przyjęto uśrednienie wysokości składnika zmiennego stawki sieciowej dla grupy taryfowej A.

A21: 27,24 zł/MWh;

A22: 25,38 zł/MWh;

A23: 28,33 zł/MWh;

A24: 33,54 zł/MWh;

PSE SA: 12,21 zł/MWh.

Ze wszystkich grup: 25,34 zł/MWh.

Ze względu na brak danych wskazujących jaka ilość energii elektrycznej zużywanej przez odbiorcę przemysłowego na potrzeby własne jest przesyłana linią bezpośrednią, przyjęto (przy wariancie maksymalnym), że energia elektryczna zużyta na potrzeby własne (procesy produkcyjne, utrzymanie budynków, odbiorcy i jednostki przyłączone do tej linii) to energia elektryczna przesyłana w całości linią bezpośrednią.

Zakładając wariant maksymalny (całość energii elektrycznej zużywanej na potrzeby własne przez odbiorcę przemysłowego jest przesyłana linią bezpośrednią oraz obowiązuje maksymalna stawka opłaty solidarnościowej) w oparciu o szacowane dane dotyczące zużycia energii elektrycznej przez wszystkich odbiorców przemysłowych w ciągu roku, tj. 34 325 598 MWh (obliczone na podstawie danych dotyczących ilości zużytej energii elektrycznej na potrzeby własne w listopadzie i grudniu 2024 r.), ustalono, że wysokość opłaty solidarnościowej ponoszonej przez wszystkich odbiorców przemysłowych w skali rocznej to 2 609 431 960 zł.

Należy podkreślić, że ww. obliczenia stanowią wariant maksymalny i stanowią duże uogólnienie, biorąc pod uwagę brak danych dotyczących energii elektrycznej przesyłanych

linią bezpośrednią przez poszczególnych odbiorców końcowych oraz wysokość składnika zmiennego stawki sieciowej dla poszczególnych tych odbiorców.

Przeniesienie na ministra właściwego do spraw klimatu limitu wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw środowiska związanych z ustawą offshore wind

Limit dla części 51 budżetu państwa zostanie zwiększony o środki dla części 41 budżetu państwa przewidziane na wdrożenie rozwiązań związanych z ustawą offshore wind. Saldo ogółem wynikające z wprowadzenia niniejszej zmiany będzie zerowe.

	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	Wydatki w zł					
Minister właściwy do spraw klimatu	266 029,58	266 029,58	266 029,58	266 029,58	266 029,58	266 029,58
Minister właściwy do spraw środowiska	-266 029,58	-266 029,58	-266 029,58	-266 029,58	-266 029,58	-266 029,58

Przeniesienie na Zarządcę Rozliczeń S.A. kosztów utrzymania, rozbudowy i modyfikacji IPA dla MFW

Limit wydatków Prezesa URE zostanie zmniejszony w latach 2026-2030 o środki w wysokości 1 500 000 zł w każdym roku, zaś w roku 2025 o 2 940 000 zł.

Powyższa zmiana spowoduje zmniejszenie wydatków z budżetu państwa w części 50.

	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	Wydatki w zł					
URE	-2 940 000	-1 500 000	-1 500 000	-1 500 000	-1 500 000	-1 500 000

Zwolnienie z opłaty rocznej za grunty pokryte wodami Skarbu Państwa stref ochronnych i stref bezpieczeństwa dla kabli MFW

Jednocześnie jak powyżej wskazano zwolnienie z opłaty rocznej za grunty pokryte wodami Skarbu Państwa stref ochronnych i stref bezpieczeństwa dla kabli MFW będzie wyłącznie dotyczyło *de facto* obiektów zlokalizowanych w odległości 22 224 m od linii podstawowej. Zgodnie bowiem z § 2 ust. 1 pkt 6 lit. aa rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 28 grudnia 2017 r. w sprawie wysokości jednostkowych stawek opłaty rocznej za użytkowanie gruntów pokrytych wodami, opłata dotyczy układania i utrzymywania kabli jedynie na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego. Zwolnienie odnosi się do stref ochronnych oraz stref bezpieczeństwa ustanawianych na podstawie art. 24 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej przez dyrektora urzędu morskiego nie dalej niż 500 m od każdego punktu ich zewnętrznej krawędzi, chyba że inny zasięg strefy jest dozwolony przez powszechnie przyjęte standardy międzynarodowe lub zalecony przez właściwą organizację międzynarodową. Wyliczenie więc całosciowego wpływu przedmiotowej regulacji na budżet państwa (wg stawki 0,02 zł za 1 m²) wymaga określenia powierzchni tych obszarów, co na chwilę obecną nie jest możliwe, gdyż takie strefy nie zostały ustalone.

Waloryzacja wsparcia w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4

Jeżeli chodzi o zmianę sposobu waloryzacji wsparcia w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4 przez wprowadzenie rozwiązania polegającego na ustaleniu tunelu waloryzacyjnego ograniczonego od góry celem inflacyjnym przyjętym przez Radę Polityki Pieniężnej to na chwilę obecną trudno jest określić

		wpływ przedmiotowej regulacji na budżet państwa (jeżeli to takowym w ogóle może być mowa, gdyż zagadnienie to dotyczy ceny wskazanej w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, albo z decyzji zmieniającej tę decyzję na podstawie art. 20 ust. 5, albo wynikającej z oferty, o której mowa w art. 31 ust. 1, albo ceny skorygowanej, o której mowa w art. 11 ust. 3, a także ceny skorygowanej, o której mowa w art. 10 ust. 4 i 6 ustawy offshore wind). Proponowana regulacja odnosi się bowiem do sytuacji, w której wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych z poprzedniego roku kalendarzowego przekracza wartość średniookresowego celu inflacyjnego określonego przez Radę Polityki Pieniężnej w założeniach polityki pieniężnej.						
		Redysponowanie MFW						
		Podobnie przedstawia się sytuacja rynkowego redysponowania MFW w okresie, w którym operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego nie gwarantuje pełnego wyprowadzenia mocy, dzięki czemu wytwórca będzie miał możliwość uzyskania od Zarządcy Rozliczeń prawa do pokrycia ujemnego salda jako formy rekompensaty za ograniczenie produkcji w wyniku redysponowania. Jest to utrzymanie intencji ustawodawcy dotyczącej zagwarantowania MFW formy rekompensaty (prawa do pokrycia ujemnego salda od Zarządcy Rozliczeń) z tytułu ograniczania produkcji MFW w wyniku redysponowania rynkowego.						
7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców, oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe								
Skutki								
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	<i>Łącznie (0-10)</i>
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z r.)	duże przedsiębiorstwa	0	0	0	0	0	0	0
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	0	0	0	0	0	0	0
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0	0	0	0	0	0	0
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze	0	0	0	0	0	0	0
	(dodaj/usuń)							
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Szereg dokumentów o charakterze strategicznym jak również analiz podkreśla korzyści płynące ze zwiększonej mocy zainstalowanej w MEW. Przykładowo, w komunikacie Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów z dnia 24 października 2023 r. pt. Osiągnięcie ambitnych unijnych celów w zakresie energii z morskich źródeł odnawialnych, wskazuje się, że wykorzystanie MEW w znacznym stopniu ułatwi UE osiągnięcie unijnych celów w zakresie energii i klimatu na lata 2030 i 2050 oraz zmniejszenie zależności od importu paliw kopalnych. Pod koniec 2024 r. kraje członkowskie Unii Europejskiej uzgodniły nowe, ambitne cele rozwoju MEW, zakładając osiągnięcie około 88 GW mocy zainstalowanej do 2030 roku i około 360 GW do 2050 roku. Osiągnięcie tych celów zagwarantuje UE utrzymanie wiodącej pozycji na świecie i konkurencyjność na etapie produkcji i wdrażania. W komunikacie Komisji pt. Wytyczne dotyczące ram współpracy w zakresie inwestycji w projekty dotyczące morskiej energetyki wiatrowej z dnia 27 czerwca 2024 r. podkreśla się, że MEW będzie dostarczać						
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw							
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe							
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze							

		energię elektryczną po konkurencyjnych cenach, jak wykazały już ostatnie wyniki przeprowadzonych aukcji, co wspiera europejski przemysł konkurencyjność i przyczynia się do zapewniania konsumentom przystępnych cen energii elektrycznej. Dzięki stworzeniu łańcucha dostaw dla MEW, będącego w dużej mierze dziś krajowym (europejskim), powstaną nowe możliwości tworzenia wysokiej jakości miejsc pracy, które stawia czoła lokalnym wyzwaniom związanym z bezrobociem w UE. Rozwój MEW przyczyni się również do realizacji wielu obszarów wskazanych w projekcie aktualizacji Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z października 2024 r. Jest to m.in. dekarbonizacja i rozwój OZE (1.2), pokrycie zapotrzebowania na energię (3.7), sprawna transformacja i ochrona konsumentów (4.5), badania naukowe, innowacje i konkurencyjność (5). Szczegółowe analizy przedstawiają pozytywny wpływ rozwoju sektora MEW na rynek pracy, krajowych przedsiębiorców oraz ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. Według raportu PSEW pt. Rozwój przemysłu onshore i offshore wind w Polsce - Budowa łańcucha dostaw dla energetyki wiatrowej - plan działania z 2024 r., szacuje się, że projekty MEW do 2030 r. mogą stworzyć w Polsce miejsca pracy dla 39-63 tys. pracowników, w tym 13-21 tys. bezpośrednio w sektorze MEW i 10-17 tys. pośrednich miejsc pracy. Do branż z największą szansą na rozwój należą flota serwisowa, przemysł portowy, przemysł związany z produkcją oraz montażem elementów MFW, przemysł związany ze stacjami transformatorowymi oraz kablami, przemysł stalowy. Jednocześnie, jak wynika z zaprezentowanej 10 września 2024 r. analizy Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej (PSEW) pn. „Offshore – to się opłaca” MEW przyczyni się do obniżenia cen energii elektrycznej na rynku. Wg szacunków PSEW jeśli do miksu energetycznego zostanie wprowadzonych 18 GW z morskiej energetyki, to obniży to cenę energii elektrycznej nawet do kilkudziesięciu %, w porównaniu do ceny uzyskanej przy wprowadzeniu jedynie 5,9 GW. Rozwój MEW oznacza również szereg oszczędności dla gospodarki w postaci niższych kosztów zakupu paliw (węgiel, gaz), czy mniejszych kosztów pozyskania uprawnień do emisji CO₂. Skuteczne przeprowadzenie aukcji, a więc właściwe zaprojektowanie systemu wsparcia dla inwestycji z tzw. II fazy się opłaci. Dzięki niemu odbiorcy zapłacą mniej za energię elektryczną. Z kolei wdrożenie obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji OZE przyczyni się do zapewnienia stabilnych warunków do dalszego, dynamicznego i zrównoważonego rozwoju energetyki odnawialnej, przez zdynamizowanie realizacji inwestycji, a tym samym zwiększenie udziału zeroemisyjnej energii w miksie energetycznym i obniżenie cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. Umożliwienie tworzenia spółdzielni energetycznych na obszarach gmin miejskich zapewni pozytywny wpływ na ich rozwój społeczno-gospodarczy oraz redukcję cen energii członkom tych kooperatyw, stając jednocześnie naprzeciw problemowi ubóstwa energetycznego.
Niemierzalne		
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do	Morska energetyka wiatrowa to jedna z kluczowych technologii dla skutecznej i odpowiednio szybkiej transformacji krajowego systemu energetycznego, a także zapewnienia konkurencyjności i odporności polskiej gospodarki. Należy zauważyć, że MFW są jedyną wielkoskalową, a przy tym zeroemisyjną technologią wykorzystującą OZE, która ma potencjał w znaczącym stopniu przyczynić się do mitygacji ryzyka wystąpienia	

obliczeń założeń	niedoborów mocy, nie powodując przy tym znaczących emisji substancji do środowiska (według IPCC 2014 emisje z generacji MEW w cyklu życia kształtują się na poziomie (mediana) 12 gCO ₂ eq./kWh. Dla porównania lądowa energetyka wiatrowa osiąga parametr 11 gCO ₂ eq./kWh, energetyka wodna 24 gCO ₂ eq./kWh, fotowoltaika 41 – 48 gCO ₂ eq./kWh, a biomasowa 230 gCO ₂ eq./kWh. Takie same parametry co MEW osiąga energetyka jądrowa – 12 gCO ₂ eq./kWh). Przy czym stopień wykorzystania mocy w MFW jest bardzo wysoki i obecnie sięga 45%. Zatem inwestycje w MFW zapewnią stabilne funkcjonowanie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Stąd im więcej energii z MFW, tym mniejsze koszty zakupu energii elektrycznej będą ponosić Polscy obywatele i przedsiębiorcy.

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

☐ nie dotyczy

Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegółowo w odwroconej tabeli zgodności).

☐ tak
☐ nie
☒ nie dotyczy

☒ zmniejszenie liczby dokumentów
☒ zmniejszenie liczby procedur
☒ skrócenie czasu na załatwienie sprawy
☐ inne:

☐ zwiększenie liczby dokumentów
☐ zwiększenie liczby procedur
☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy
☐ inne:

Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.

☐ tak
☐ nie
☒ nie dotyczy

Proponowana zmiana ma na celu ułatwienie procedur i przyspieszenie załatwiania spraw.

9. Wpływ na rynek pracy

Projekt nie będzie miał bezpośredniego wpływu na rynek pracy, niemniej jednak zaproponowane rozwiązania mogą mieć pośredni wpływ na utrzymanie miejsc pracy lub wzrost zatrudnienia wynikający z rozwoju odnawialnych źródeł energii dzięki wprowadzeniu instrumentów prawnych gwarantujących terminową realizację inwestycji w MEW.

10. Wpływ na pozostałe obszary

☒ środowisko naturalne
☒ sytuacja i rozwój regionalny
☒ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe

☐ demografia
☐ mienie państwowe
☐ inne: odnawialne źródła energii

☐ informatyzacja
☐ zdrowie

Omówienie wpływu

Zarówno MEW, jak i obszary przyspieszonego rozwoju instalacji OZE mogą stać się skutecznym narzędziem do obniżenia emisyjności polskiego sektora energetycznego. MEW może w dużym stopniu uczestniczyć w ewolucyjnym zastępowaniu wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o paliwa kopalne, w szczególności węgiel.

Z kolei w pkt 9 OSR wskazano wpływ rozwoju branży na zatrudnienie zarówno na etapie przygotowania i realizacji MEW, jak również na etapie jej eksploatacji. Trzeba pamiętać, że efekty wzrostu zatrudnienia będą miały także pozytywny wpływ na rozwój regionalny.

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Zgodnie z przepisem końcowym ustawa wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem przepisów, dla których przewidziano dłuższe vacatio legis.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Biorąc pod uwagę, że wspólnym celem projektowanych zmian jest zwiększenie udziału źródeł odnawialnych w krajowym zużyciu energii brutto oraz szeroko pojęty rozwój sektora energii zgodny z ambicjami redukcji emisyjności gospodarki i zobowiązaniami międzynarodowymi, kryterium ewaluacji będzie wzrost mocy zainstalowanej w odnawialnych źródłach energii wykazywany w KPEIK.

13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)

Załączniki do OSR:

1. Szczegółowy podział wydatków samorządów wojewódzkich i RDOŚ na lata 2026–2035 w związku z koniecznością realizacji zadań związanych z opracowywaniem planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii.

Paragraf	Nazwa	% ,zł	liczba etatów	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
4010/4020	wyegzodzenie zasadnicze	-	16	1 753 140,10 zł	1 788 721,75 zł	1 843 889,79 zł	1 887 936,34 zł	1 935 136,80 zł	1 983 515,22 zł	2 033 103,10 zł	2 083 930,68 zł	2 136 026,95 zł	2 189 429,67 zł
4040	DWR	8,50%	16	- zł	149 016,91 zł	152 891,35 zł	156 713,63 zł	160 474,76 zł	164 486,63 zł	168 598,79 zł	172 813,76 zł	177 134,11 zł	181 562,46 zł
4110	ZUS	17,19%	16	301 364,79 zł	334 816,27 zł	343 212,30 zł	351 476,67 zł	360 235,63 zł	369 241,52 zł	378 472,56 zł	387 934,37 zł	397 632,73 zł	407 573,55 zł
4120	FP	2,45%	16	42 951,93 zł	47 719,60 zł	49 916,34 zł	50 950,37 zł	51 342,45 zł	52 026,05 zł	53 941,170 zł	55 290,24 zł	56 972,49 zł	58 589,31 zł
4710	PPK	1,50%	16	26 297,10 zł	29 216,08 zł	29 948,72 zł	30 669,78 zł	31 434,17 zł	32 220,03 zł	33 025,53 zł	33 851,17 zł	34 697,45 zł	35 564,88 zł
4440	ZFSS	2 723,40 zł	16	43 574,40 zł	44 707,33 zł	45 825,02 zł	46 924,62 zł	48 007,94 zł	49 300,39 zł	50 532,90 zł	51 796,22 zł	53 091,12 zł	54 418,40 zł
4000	brutto, hotel, zarząd, regał, kuchnia, jadalnia, sanitariat, biurowo, stacja dokująca, podłogi, meble, klimatyzacja, ogrzewanie	5 219,00 zł	16	83 504,00 zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
4000	opiekiwanie	8 000,00 zł	16	128 000,00 zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
4000	opiekiwanie	2 000,00 zł	16	32 000,00 zł	32 832,00 zł	33 652,80 zł	34 460,47 zł	35 321,98 zł	36 205,03 zł	37 110,15 zł	38 037,91 zł	38 988,86 zł	39 963,58 zł
4000/4400	Wyłączenie powierzchni PLUS	1 096,00 zł	16	216 744,96 zł	222 380,33 zł	227 939,84 zł	233 410,39 zł	239 245,65 zł	245 226,79 zł	251 357,46 zł	257 641,40 zł	264 082,44 zł	270 684,50 zł
4000	badania medyczne	350,00 zł	16	5 600,00 zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
4520	odpady komunalne	18,34 zł	16	3 612,83 zł	3 706,77 zł	3 799,44 zł	3 890,62 zł	3 987,89 zł	4 087,59 zł	4 189,77 zł	4 294,52 zł	4 401,88 zł	4 511,93 zł
4480	podatek od nieruchomości	- zł	16	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
4270	remonty	- zł	16	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
4410	dotacje krajowe	- zł	16	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
4420	dotacje zagraniczne	- zł	16	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
3020	świadczenia na rzecz osób fizycznych	500,00 zł	16	8 240,00 zł	8 454,24 zł	8 655,60 zł	8 873,57 zł	9 095,41 zł	9 322,79 zł	9 555,86 zł	9 794,76 zł	10 039,63 zł	10 290,62 zł
SUMA				2 645 626,11 zł	2 871 571,28 zł	2 738 541,09 zł	2 804 451,26 zł	2 874 372,71 zł	2 946 232,63 zł	3 019 887,83 zł	3 095 365,03 zł	3 172 769,65 zł	3 252 086,90 zł

RAZEM: 29 220 329,90 zł

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
inflacja (CPI)	103,7	103	102,6	102,5	102,4	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5
Wskaźnik przyrostu produkcji z wyłączeniem dotychczasowego etosowania jednolitych wskaźników makroekonomicznych będących podstawą oszacowania skutków finansowych projektowanych ustaw - Aktualizacja lipiec 2025 r. (https://www.gov.pl/web/finanse/wylyczne-sylacja-makroekonomiczna)	9 864,99 zł	9 130,94	9 368,34	9 602,55	9 833,01	10 078,84	10 330,81	10 589,08	10 853,81	11 125,15
Wraz z wykorzystaniem o etosowania makroekonomicznych										11 403,28

*W oparciu o Rd-70 za okres I-VI 2025 r.

*Wskaznik przyrostu produkcji z wyłączeniem dotychczasowego etosowania jednolitych wskaźników makroekonomicznych będących podstawą oszacowania skutków finansowych projektowanych ustaw - Aktualizacja lipiec 2025 r. (https://www.gov.pl/web/finanse/wylyczne-sylacja-makroekonomiczna)

Paragraf	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Paragraf 1	471 161,79 zł	207 973,34 zł	274 687,40 zł	287 406,57 zł	294 545,39 zł	302 211,26 zł	309 764,39 zł	317 612,50 zł	325 436,42 zł	333 436,42 zł
Paragraf 2	2 147 129,32 zł	2 406 977,91 zł	2 404 451,40 zł	2 133 816,22 zł	2 186 521,91 zł	2 101 189,87 zł	2 107 474,37 zł	2 103 416,49 zł	2 101 254,83 zł	2 104 036,77 zł
SUMA	2 618 291,11 zł	2 614 951,25 zł	2 739 148,80 zł	2 821 222,79 zł	2 981 067,30 zł	3 003 401,13 zł	3 117 238,76 zł	3 220 828,99 zł	3 226 693,25 zł	3 237 473,19 zł

Podstawą poniższych wyliczeń jest zakładka "scenariusz kosztów JST", w której obliczone zostały koszty jak dla RDCB

RAZEM:

29 220 329.90 zł

1

3

Paragraf	Nazwa	% ,zł	liczba etatów	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
40104020	wyegrodzenie zasadnicze	-	16	1 753 140,10 zł	1 788 721,75 zł	1 843 889,79 zł	1 887 936,34 zł	1 935 136,80 zł	1 983 515,22 zł	2 033 103,10 zł	2 083 930,68 zł	2 136 026,95 zł	2 189 420,67 zł
4040	DWR	8,50%	16	- zł	149 016,91 zł	152 891,35 zł	156 713,63 zł	160 474,76 zł	164 486,63 zł	168 598,79 zł	172 813,76 zł	177 134,11 zł	181 562,46 zł
4110	ZUS	17,19%	16	301 364,79 zł	334 816,27 zł	343 212,30 zł	351 476,67 zł	360 235,63 zł	369 241,52 zł	378 472,56 zł	387 934,37 zł	397 632,73 zł	407 573,55 zł
4120	FP	2,45%	16	42 951,93 zł	47 719,60 zł	49 916,34 zł	50 950,37 zł	51 342,45 zł	52 026,05 zł	52 941,170 zł	53 290,24 zł	54 072,49 zł	54 989,31 zł
4710	PPK	1,50%	16	26 297,10 zł	29 216,08 zł	29 948,72 zł	30 669,78 zł	31 434,17 zł	32 220,03 zł	33 025,53 zł	33 851,17 zł	34 697,45 zł	35 564,88 zł
4440	ZFSS	2 723,40 zł	16	43 574,40 zł	44 707,33 zł	45 825,02 zł	46 924,62 zł	48 007,94 zł	49 300,39 zł	50 532,90 zł	51 796,22 zł	53 091,12 zł	54 418,40 zł
4000	brutto, hotel, szafki, regał, kuchnia, jadalnia, sanitariat	5 219,00 zł	16	83 504,00 zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
4000	biurowiec, mieszkanie, sanitariat, biurowiec, mieszkanie, sanitariat	8 000,00 zł	16	128 000,00 zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
4000	opiekiwanie	2 000,00 zł	16	32 000,00 zł	32 832,00 zł	33 652,80 zł	34 460,47 zł	35 321,98 zł	36 205,03 zł	37 110,15 zł	38 037,91 zł	38 988,86 zł	39 963,58 zł
4000/4400	Wyajem powierzchni PLUS	1 096,00 zł	16	216 744,96 zł	222 380,33 zł	227 939,84 zł	233 410,39 zł	239 245,65 zł	245 226,79 zł	251 357,46 zł	257 641,40 zł	264 082,44 zł	270 684,50 zł
4000	badania medyczne	350,00 zł	16	5 600,00 zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
4520	odpady komunalne	18,34 zł	16	3 612,83 zł	3 706,77 zł	3 799,44 zł	3 890,62 zł	3 987,89 zł	4 087,59 zł	4 189,77 zł	4 294,52 zł	4 401,88 zł	4 511,93 zł
4480	podatek od nieruchomości	- zł	16	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
4270	remonty	- zł	16	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
4410	dotacje krajowe	- zł	16	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
4420	dotacje zagraniczne	- zł	16	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł	- zł
3020	świadczenia na rzecz osób fizycznych	500,00 zł	16	8 240,00 zł	8 454,24 zł	8 655,60 zł	8 873,57 zł	9 095,41 zł	9 322,79 zł	9 555,86 zł	9 794,76 zł	10 039,63 zł	10 290,62 zł
SUMA				2 645 626,11 zł	2 871 571,28 zł	2 738 541,09 zł	2 804 451,26 zł	2 874 372,71 zł	2 946 232,63 zł	3 019 887,83 zł	3 095 365,03 zł	3 172 769,65 zł	3 252 086,90 zł

RAZEM: 29 220 329,90 zł

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
inflacja (CPI)	103,7	103	102,6	102,5	102,4	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5
Wskaźnik wyprzedzenia w "ROD" wraz z wykorzystaniem o efektywności makroekonomicznej	9 864,99 zł	9 130,94	9 368,34	9 602,55	9 833,01	10 078,84	10 330,81	10 589,08	10 853,81	11 125,15	11 403,28

*W oparciu o Rd-70 za okres I-VI 2025 r.

*Wskaznik wyprzedzenia w "ROD" z wykorzystaniem efektywności makroekonomicznej - Aktualizacja lipiec 2025 r. (<https://www.gov.pl/web/finanse/wylyczne-sylacja-makroekonomiczna>)

Paragraf	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Paragraf 1	471 161,79 zł	207 973,34 zł	274 687,40 zł	280 633,00 zł	287 406,57 zł	294 545,39 zł	302 211,26 zł	309 764,39 zł	317 612,50 zł	325 636,62 zł	333 836,62 zł
Paragraf 2	2 147 129,32 zł	2 406 977,91 zł	2 404 451,40 zł	2 133 816,22 zł	2 186 521,91 zł	2 181 189,80 zł	2 177 474,37 zł	2 163 416,49 zł	2 151 254,80 zł	2 139 636,77 zł	2 128 636,77 zł
SUMA	2 618 291,11 zł	2 614 951,25 zł	2 719 148,80 zł	2 414 449,22 zł	2 573 928,48 zł	2 575 735,19 zł	2 579 685,63 zł	2 573 180,88 zł	2 568 907,30 zł	2 569 273,49 zł	2 562 473,39 zł

Pozycja	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
	Koszty w zł									
Pozycja 1 - koszty utworzenia stanowisk RDOŚ	477 701,79	267 373,34	274 057,67	280 635,05	287 650,93	294 842,20	302 213,26	309 768,59	317 512,80	325 450,62
Pozycja 2 - koszty etatów RDOŚ	2 167 328,32	2 404 197,94	2 464 483,41	2 523 816,22	2 586 721,78	2 651 389,83	2 717 674,57	2 785 616,44	2 855 256,85	2 926 638,27
Pozycja 3 - aktualizacja mapowania	-	-	1 000 000,00	-	-	-	-	-	-	-
Pozycja 4 - dotacja celowa dla samorządów woj.	2 645 030,11	2 671 571,28	2 738 541,08	2 804 451,28	2 874 372,71	2 946 232,03	3 019 887,83	3 095 385,03	3 172 769,65	3 252 088,90
SUMA	5 290 060,23	5 343 142,55	6 477 082,15	5 608 902,55	5 748 745,43	5 892 464,06	6 039 775,67	6 190 770,06	6 345 539,31	6 504 177,79

Razem: 59 440 659,80



RAPORT Z KONSULTACJI I OPINIOWANIA

projektu ustawy o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (nr UD162 w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów)

1. Omówienie wyników przeprowadzonych konsultacji publicznych i opiniowania

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2025 r. poz. 677) oraz § 52 ust. 1 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2024 r. poz. 806, z późn. zm.), został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

W dniu 7 lutego 2025 r. projekt został przekazany do konsultacji publicznych (21 dni) do następujących podmiotów:

- 1) Agencja Rozwoju Przemysłu;
- 2) Baltic Power;
- 3) Baltic Trade and Invest;
- 4) Bank Gospodarstwa Krajowego;
- 5) Enea;
- 6) Equinor Polska;
- 7) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii;
- 8) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska;
- 9) Krajowa Izba Gospodarcza;
- 10) Krajowa Izba Gospodarki Morskiej;
- 11) Northland Power;
- 12) Ocean Winds;
- 13) Ørsted;
- 14) PGE Baltica;
- 15) PGE;
- 16) ORLEN;
- 17) Polenergia;
- 18) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej;
- 19) Polska Izba Morskiej Energetyki Wiatrowej;
- 20) Polski Fundusz Rozwoju;
- 21) Polski Komitet Energii Elektrycznej;
- 22) Polskie Sieci Elektroenergetyczne: PSE S.A.;
- 23) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej;
- 24) Pracodawcy Pomorza;
- 25) RWE;
- 26) Sea Wind Polska;
- 27) Stowarzyszenie Branży Elektroenergetycznej;
- 28) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej;
- 29) Synthos Green Energy;
- 30) Tauron Polska Energia;

- 31) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie;
- 32) Towarzystwo Obrotu Energią;
- 33) Związek Banków Polskich;
- 34) Związek Polskich Pracodawców Handlu i Usług;
- 35) EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej;
- 36) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej;
- 37) Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności;
- 38) Instytut Gospodarki Nieruchomościami;
- 39) Instytut na Rzecz Ekorozwoju;
- 40) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie;
- 41) Izba Gospodarcza Wodociągi Polskie;
- 42) Polska Geotermalna Asocjacja;
- 43) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła;
- 44) Polskie Centrum Akredytacji;
- 45) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej;
- 46) Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki;
- 47) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne;
- 48) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego;
- 49) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych;
- 50) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki;
- 51) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej;
- 52) Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV;
- 53) Stowarzyszenie Małej Energetyki Wiatrowej;
- 54) Stowarzyszenie Papierników Polskich;
- 55) Stowarzyszenie Producentów Cementu;
- 56) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów;
- 57) Towarzystwo Elektrowni Wodnych;
- 58) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych;
- 59) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego;
- 60) Agencja Mienia Wojskowego;
- 61) Instytut Geografii i Przestrzennego Zagospodarowania im. Stanisława Leszczyckiego
Polskiej Akademii Nauk;
- 62) Instytut Reform;
- 63) Instytut Rozwoju Miast i Regionów;
- 64) PKP S.A.;
- 65) PKP Energetyka;
- 66) Polskie Towarzystwo Informacji Przestrzennej;
- 67) Spółka Restrukturyzacji Kopalń S.A.;
- 68) Stowarzyszenie Geodetów Polskich;
- 69) Stowarzyszenie Gmin Przyjaznych Energii Odnawialnej;
- 70) Stowarzyszenie Polska Izba Urbanistów;
- 71) Unia Miasteczek Polskich;
- 72) Związek Gmin Wiejskich RP;
- 73) Związek Miast Polskich;
- 74) Związek Powiatów Polskich;
- 75) Związek Samorządów Polskich;

- 76) Związek Województw RP;
- 77) Krajowa Rada Spółdzielcza;
- 78) Krajowa Izba Kłastrów Energii i Odnawialnych Źródeł Energii;
- 79) Krajowa Izba Gospodarki Nieruchomościami;
- 80) Związek Rewizyjny Spółdzielni Mieszkaniowych;
- 81) Polska Izba Gospodarcza Towarzystw Budownictwa Społecznego;
- 82) Polska Organizacja Biometanu.

Projekt został przekazany do zaopiniowania (21 dni) do następujących podmiotów:

- 1) Biuro Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej;
- 2) Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska;
- 3) Główny Urząd Nadzoru Budowlanego;
- 4) Młodzieżowa Rada Klimatyczna;
- 5) Prokuratoria Generalna Rzeczypospolitej Polskiej;
- 6) Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów;
- 7) Urząd Regulacji Energetyki;
- 8) Agencja Restrukturyzacji i Modernizacji Rolnictwa;
- 9) Generalna Dyrekcja Dróg Krajowych i Autostrad;
- 10) Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa;
- 11) Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie;
- 12) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców;
- 13) Dyrektorzy Urzędów Morskich;
- 14) Zarządca Rozliczeń S.A.

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów związków zawodowych, projekt został przekazany do zaopiniowania (30 dni) do następujących reprezentatywnych związków zawodowych:

- 1) Ogólnopolskie Porozumienie Związków Zawodowych;
- 2) Forum Związków Zawodowych;
- 3) Niezależny Samorządny Związek Zawodowy NSZZ „Solidarność”.

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów związków pracodawców, projekt został przekazany do zaopiniowania (30 dni) do następujących reprezentatywnych organizacji pracodawców:

- 1) Pracodawcy RP;
- 2) Konfederacja Lewiatan;
- 3) Związek Rzemiosła Polskiego;
- 4) Związek Pracodawców Business Centre Club;
- 5) Związek Przedsiębiorców i Pracodawców;
- 6) Federacja Przedsiębiorców Polskich;
- 7) Polskie Towarzystwo Gospodarcze.

W dniu 7 lutego 2025 r. projekt został przesłany do zaopiniowania Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego (KWRiST). Projekt 19 lutego 2025 r. został rozpatrzony przez Zespół ds. Energii, Klimatu i Środowiska KWRiST i odniesiono się do przekazanych przez samorządy uwag. Wraz z przekazaniem projektu do rozpatrzenia przez SKRM, do KWRiST przekazano zaktualizowany tekst, z ponowną prośbą o wydanie opinii.

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucjach dialogu społecznego, wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez RDS.

Projekt ustawy nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Do projektu zgłoszono prawie 800 uwag w ramach procesu opiniowania i konsultacji, których autorami jest około 90 podmiotów.

W opiniowaniu uwagi zgłosili:

- 1) Dyrektorzy Urzędów Morskich;
- 2) Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska;
- 3) Konfederacja Lewiatan;
- 4) Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów;
- 5) Urząd Regulacji Energetyki;
- 6) Prokuratoria Generalna Rzeczypospolitej Polskiej;
- 7) Zarządca Rozliczeń S.A.

Z uwagi na obszerność uwag, a także szeroki ich zakres, ich zestawienie oraz stanowisko Ministerstwa Klimatu i Środowiska stanowi załącznik do niniejszego raportu.

2. Przedstawienie wyników zasięgnięcia opinii, dokonania konsultacji albo uzgodnienia projektu z właściwymi organami i instytucjami Unii Europejskiej, w tym Europejskim Bankiem Centralnym.

Projekt ustawy nie wymaga przedłożenia innym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnień, o których mowa w uchwale nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów.

3. Wskazanie podmiotów, które zgłosiły zainteresowanie pracami nad projektem w trybie przepisów o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa, wraz ze wskazaniem kolejności dokonania zgłoszeń albo informację o ich braku.

Nie odnotowano zgłoszeń zainteresowanych podmiotów w trybie przepisów o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa.

Załącznik:

Tabelaryczne zestawienie uwag z konsultacji i z opiniowania wraz ze stanowiskiem projektodawcy.

UWAGI Z KONSULTACJI PUBLICZNYCH

do projektu ustawy o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw
(nr UD162 w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów)

Lp.	Jednostka redakcyjna, do której wnoszona jest uwaga ¹⁾	Podmiot wnoszący uwagę	Treść uwagi	Propozycja brzmienia przepisu	Stanowisko do uwagi
1.	Uwaga o charakterze ogólnym	Osoba fizyczna	Szanowni Państwo, jestem Architektem od 1998 roku. Wiatrak jest budowlą i powinna być objęta miejscowym planem lub wymagać pozwolenia na budowę po weryfikacji i akceptacji Architekta. Profesjonaliści którego wiedza techniczna i umiejętność podejmowania debaty społecznej w zakresach estetycznej i ekonomicznej jest kluczowa dla kreowania urbanistycznego miast i wsi. Bardzo proszę aby ta ustawa nie miała wpływu na kierunek rozwoju zasobów budownictwa w kontekście środowisk miejskich i wiejskich. Warunki korzystania z alternatywnych źródeł energii w tym kontekście wiatrowej powinny mieć wspólne oddziaływanie z Architekturą i bez opiniowania budowa wiatraków nie powinna mieć miejsca - Nigdzie w Polsce bez konsultacji publicznych nie powinno się decydować o krzywieniu krajobrazu obiektami infrastruktury technicznej - w konsultacjach 1 sprzeciw anuluje inwestycje. Tak jest w Wielkiej Brytanii i w USA. Nie wyobrażam sobie gorszego scenariusza, niż używanie strategii budowania wiatraków na morzu jako otwieracza do budowania ich obok miast i na wsiach. Jest to zbyt poważna sprawa - ważniejsza niż zielona energia. I mamy w Polsce Architektów nie od projektowania domów katalogowych ale od tego aby		Uwaga wyjaśniona Projekt ustawy ma na celu usprawnienie inwestycji w morskie farmy wiatrowe (MFW), które są realizowane w wyłącznej strefie ekonomicznej (na morzu). Stąd projekt ustawy nie będzie miał wpływu na kierunek rozwoju zasobów budownictwa w kontekście środowisk miejskich i wiejskich. Jednocześnie projekt wprowadza nowe rozwiązania prawne służące przyspieszeniu realizacji inwestycji OZE na dedykowanych ku temu obszarach, tzw. obszarach przyspieszonego rozwoju OZE (OPRO). Należy zaznaczyć, że wyznaczanie OPRO będzie następować na terenach objętych miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego, który dopuszcza ich lokalizowanie, co powinno wpisać się w ideę spójnego charakteru kreowanego rozwiązania. OPRO zgodnie ze swoim założeniem powinny bowiem obejmować te tereny na których lokalizowanie inwestycji OZE jest uzasadnione nie tylko względami środowiskowymi, ale

¹⁾ W przypadku aktu nowelizującego należy wskazać jednostkę redakcyjną projektu oraz jednostkę redakcyjną zmienianego aktu prawnego.

			decydowali o Polsce i jej zasobach ekonomicznych w kontekście infrastruktury budownictwa zarówno mieszkaniowego ale również infrastruktury technicznej. Niech Architekt zajmuje się projektowaniem. Politycy niech zajmą się podatkami i pozyskiwaniem finansów na polepszaniu życia Polaków bez narażania ich na negatywne odczucia w związku z brakiem kompetencji rządzących.		również planistycznymi, infrastrukturalnymi i jest akceptowalne społecznie na podstawie obowiązującego prawa miejscowego, co powinno przyczynić się do dalszego, zrównoważonego rozwoju sektora energetyki odnawialnej. Ponadto plany obszarów przyspieszonego rozwoju OZE będą, zgodnie z projektowanymi przepisami, obligatoryjnie poddawane konsultacjom społecznym. W kontekście spółdzielni energetycznych, projekt wprowadza możliwość ich funkcjonowania na terenach gmin miejskich. Nie wprowadza jednak zmian w zakresie pozwoleń na budowę instalacji odnawialnych źródeł energii, które użytkowane miały być w ramach takiej spółdzielni.
2.	Grupa Przemysłowa Baltic sp. z o.o	Art. 1 – uwaga o charakterze ogólnym	Brak uwzględnienia w projekcie ustawy regulacji promujących rynek lokalnych wykonawców. Przywrócenie i odpowiednia modyfikacja rozwiązań przewidzianych w pierwotnym projekcie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych przyjętej w 2020 r. (UD34) ułatwiająca pozyskanie zleceń w ramach realizowanych inwestycji morskich farm wiatrowych dostawcom materiałów i usług lokalnych będą miały daleko idący pozytywny wpływ na rozwój polskiej gospodarki, krajowych przedsiębiorstw oraz zwiększenie ilości dostępnych miejsc pracy. Ulokowanie zamówień w polskim przemyśle pozwoli na pozyskanie stosownego know-how w zakresie produkcji i serwisowania materiałów i	Przywrócenie i odpowiednie dostosowanie zapisów o podmiotach lokalnych oraz materiałach i usługach lokalnych, przewidzianych w pierwotnym projekcie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych przyjętej w 2020 r. (UD 34)	Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu. Uwaga zostanie poddana analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego ..

			urządzeń użytych przy budowie morskich farm wiatrowych. Stworzone tak centra kompetencyjne pozwolą na tańsze pozyskanie usług serwisowych, które zostaną dostosowane do potrzeb rynku krajowego oraz z uwagi na ich bliskość pozwolą na niezwłoczną reakcję w przypadku awarii.		
3.	Uwaga o charakterze ogólnym	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	Projekt UD162 zakłada zmiany nie tylko w ustawie dot. morskich farm wiatrowych, ale również stanowi nowelizację ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (dalej „ustawa o OZE”) w zakresie mapowania obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji OZE. Według ustawodawcy stanowi on implementację dyrektywy RED III w zakresie przepisów umożliwiających tworzenie obszarów przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych. Zdaniem Izby przedmiotowy projekt nie adresuje w sposób wystarczający rozwiązań i konstrukcji sprzyjających rozwojowi odnawialnej energetyki przemysłowej. Projekt koncentruje się na stworzeniu ram administracyjnych dla procedury „mapowania” obszarów, na których terenach ma mieć miejsce uproszczona lokalizacja OZE. Pomija on jednak istotę wprowadzanej regulacji, nie definiując na czym miałyby polegać uproszczenia w lokalizacji OZE. Co więcej, ze względu na zaproponowaną konstrukcję uchwalania planów obszarów OZE opierającą się na fakultatywnej możliwości uchwalania dokumentu oraz ze względu na brak skoordynowania zaproponowanych rozwiązań z reformą planistyczną z 2023 r. zakładającą plany ogólne – skuteczność wprowadzania zaproponowanych rozwiązań będzie niska.	ND.	Uwaga wyjaśniona Wskazana w proponowanych przepisach „uproszczona lokalizacja instalacji odnawialnego źródła energii” odnosi się do istoty OPRO, jaką ma być skrócenie czasu trwania procesów inwestycyjnych instalacji powstających na tych obszarach. Projektodawca wprowadzi tym samym dodatkowe przepisy w zakresie ułatwień proceduralnych, które będą określać m.in. zwolnienie z konieczności uzyskania oceny oddziaływania na środowisko. Plany OPRO będą podlegać strategicznej ocenie oddziaływania na środowisko, dzięki czemu poszczególne instalacje lokalizowane w ramach OPRO nie będą podlegać procedurze środowiskowej, chyba że w ramach kontroli danego przedsięwzięcia organ środowiskowy orzeknie inaczej. Należy przy tym podkreślić, że projektowane rozwiązania stanowią jedynie pierwszy etap wdrażania OPRO w Polsce. Oznacza to, że na dalszych etapach rozwoju OPRO nie wyklucza się uwzględnienia innych rozwiązań legislacyjnych.

			Przepisy dyrektywy RED III implementowane do polskiego porządku prawnego w ramach projektu nowelizacji stanowią szansę dla rozwoju odnawialnej energetyki przemysłowej. Ustanowienie priorytetowego znaczenia terenów przemysłowych w wyznaczeniu obszarów przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych należy ocenić pozytywnie. W konsekwencji Izba popiera uwzględnienie w projekcie terenów przemysłowych i poprzemysłowych w procesie wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji OZE. Rozwiązanie to sprzyja wykorzystywaniu odnawialnych źródeł energii w procesie przemysłowym, co może pozytywnie wpłynąć na konkurencyjność polskiego przemysłu. Przemysł jako jedna z najbardziej energochłonnych gałęzi gospodarki, powinien mieć priorytet w dekarbonizacji i rozwoju źródeł niskoemisyjnych. Ze względu na zwiększenie presji regulacyjnej i społecznej dotyczącej ochrony środowiska korzystanie z odnawialnych źródeł podczas procesu produkcji staje się czynnikiem wpływającym na konkurencyjność wytwarzanych produktów na rynkach zagranicznych. Coraz więcej partnerów biznesowych i poddostawców wymaga, aby produkcja odbywała się z poszanowaniem zasad ochrony środowiska i przy wykazaniu zmniejszenia śladu węglowego. Kluczowe więc jest z perspektywy Izby stworzenie systemu wsparcia i zachęt pozwalających polskiemu przemysłowi na zwiększeniu udziału odnawialnej energii w procesach produkcji. Pozwoli to na zwiększenie konkurencyjności wytwarzanych w Polsce produktów oraz zmniejszenie kosztów produkcji.	

			Z uwagi na powyższe Izba pozytywnie ocenia podjęcie inicjatywy polegającej na implementacji przepisów dyrektywy RED III do polskiego porządku prawnego w powyżej opisanym zakresie. Niemniej jednak projekt UD162 wymaga zmian, które umożliwią wcielenie zaproponowanych przepisów w życie.		
4.	Uwaga o charakterze ogólnym	Instytut Reform	Projekt ustawy, Rozdział 7b, nie uwzględnia skróconej do 12 miesięcy procedury wydawania zezwoleń na obszarach przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych, o której mowa w art. 16a Dyrektywy RED III. Wprowadzenie tej procedury do krajowego porządku prawnego jest niezbędne. Proponowane w ustawie podejście funkcjonalne, polegające na skróceniu czasu wydawania zezwoleń poprzez domniemaną rezygnację RDOŚ z obowiązku opracowania oceny oddziaływania na środowisko (OOS) w celu uzyskania decyzji środowiskowej na terenie OPRO, nie zapewnia wdrożenia kluczowych założeń dyrektywy. Brak jednoznacznych przepisów określających maksymalny czas trwania procedury wydawania pozwoleń na obszarach przyspieszonego rozwoju OZE prowadzi do niepewności inwestycyjnej, może spowolnić rozwój OZE oraz nie zapewnia pełnej zgodności z wymogami Dyrektywy RED III, zmniejszy również motywację samorządów do zaangażowania zasobów i czasu w wyznaczenie OPRO wobec braku jednoznacznego wpływu obszarów na proces realizacji inwestycji.	Art. 16a Dyrektywy RED III dopasowany do polskiego porządku prawnego	Uwaga kierunkowo uwzględniona Projektowane przepisy zostały uzupełnione o dodatkowe ułatwienia proceduralne, tj. przede wszystkim poprzez objęcie planów OPRO procedurą strategicznej oceny oddziaływania na środowisko przy jednoczesnym zwolnieniu poszczególnych projektów OZE lokalizowanych na OPRO z przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko i dodatkowej procedurze kontroli pod kątem wpływu środowiskowego, dzięki czemu proces inwestycyjny instalacji OZE powstających na tych obszarach zostanie znacząco skrócony (do max 12 miesięcy zgodnie z dyrektywą RED III). Należy również mieć na uwadze, że ułatwienie proceduralne znajduje się również na etapie planistycznym, które określone jest wymogiem lokalizowania OPRO na terenach posiadających właściwy MPZP.
5.	Uwaga o charakterze ogólnym	Grupa Przemysłowa Baltic sp. z o.o	Brak uwzględnienia w projekcie ustawy regulacji promujących rynek lokalnych wykonawców. Przywrócenie i odpowiednia		Uwaga nieuwzględniona

			modyfikacja rozwiązań przewidzianych w pierwotnym projekcie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych przyjętej w 2020 r. (UD34) ułatwiająca pozyskanie zleceń w ramach realizowanych inwestycji morskich farm wiatrowych dostawcom materiałów i usług lokalnych będą miały daleko idący pozytywny wpływ na rozwój polskiej gospodarki, krajowych przedsiębiorstw oraz zwiększenie ilości dostępnych miejsc pracy. Ulokowanie zamówień w polskim przemyśle pozwoli na pozyskanie stosownego know-how w zakresie produkcji i serwisowania materiałów i urządzeń użytych przy budowie morskich farm wiatrowych. Stworzone tak centra kompetencyjne pozwolą na tańsze pozyskanie usług serwisowych, które zostaną dostosowane do potrzeb rynku krajowego oraz z uwagi na ich bliskość pozwolą na niezwłoczną reakcję w przypadku awarii.		Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu. Uwaga zostanie poddana analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego .analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
6.	Art. 1 pkt 2 – dot. art. 3a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PSE S.A.	Projektowany przepis wyłącza stosowanie art. 7 ust. 1f ustawy Prawo energetyczne w odniesieniu do przypadków współdzielenia zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy przez więcej niż jedną morską farmę wiatrową. Oznacza to, że każda z farm objęta będzie niezależnymi umowami o przyłączenie, a następnie umową o świadczenie usług przesyłania/dystrybucji energii. Proponowane przepisy nie zawierają kluczowych postanowień, dotyczących zasad na jakich: wytwórcy będą ponosili odpowiedzialność za naruszenie zobowiązań w zakresie wyprowadzania	<u>Propozycja zmiany na czerwono:</u> Art. 3a. Więcej niż jedna morska farma wiatrowa może wykorzystywać tę samą stację elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu lub zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementy. W przypadku, o którym mowa w zdaniu pierwszym art. 7 ust. 1f ustawy - Prawo energetyczne nie stosuje się, przy czym umowa o przyłączenie do sieci oraz umowa o świadczenie usług przesyłania albo dystrybucji powinna zawierać: 1) postanowienia o przyjęciu przez wytwórców solidarnej odpowiedzialności, na zasadzie	Uwaga nieuwzględniona Biorąc pod uwagę dokument PSE S.A. https://www.pse.pl/documents/20182/3154002844/PSE-WT_Wytyczne_techniczne_dla_morskiej_stacji_transformatorowej.pdf, a także definicję zespołu służącego do wyprowadzenia mocy należy wskazać, że przyłączy (pole w miejscu przyłączenia) nie będzie podlegało współdzieleniu. Tym bardziej, że w projektowanym art. 3a wprost został wyłączony cable pooling, zakładający wspólne przyłączy: Art. 7 ust. 1f. Do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, w

			lub poboru mocy oraz innych wymagań związanych z korzystaniem z jednego przyłącza do sieci, spowodowanych działaniem lub zaniechaniem któregośkolwiek z wytwórców w morskich farmach wiatrowych przyłączonych do sieci w tym samym miejscu przyłączenia; - operatorzy systemu elektroenergetycznego będą wydawali polecenia wytwórcom w zakresie mocy i parametrów energii elektrycznej wprowadzanej do sieci we wspólnym miejscu przyłączenia; - operatorzy systemu elektroenergetycznego będą wypłacali rekompensaty finansowe w przypadku zastosowania przez operatora redysponowania, o którym mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej. W związku z powyższym, proponujemy odpowiednie rozwinięcie projektowanego art. 3a tak, aby ująć w nim kwestie odpowiedzialności wytwórców za naruszenie zobowiązań, wydawania poleceń w zakresie mocy i parametrów energii elektrycznej przez operatorów systemu oraz wypłacania wytwórcom rekompensat w przypadku współdzielenia zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy przez więcej niż jedną morską farmę wiatrową.	ryzyka za naruszenie zobowiązań, w zakresie wyprowadzania lub poboru mocy oraz innych wymagań związanych z korzystaniem z jednego przyłącza do sieci, spowodowanych działaniem lub zaniechaniem któregośkolwiek z wytwórców w morskich farmach wiatrowych przyłączonych do sieci w tym samym miejscu przyłączenia; 2) zobowiązanie wytwórców, do przyjmowania i realizacji poleceń wydawanych przez operatora systemu elektroenergetycznego, dotyczących mocy i parametrów energii elektrycznej wprowadzanej do sieci w miejscu przyłączenia; 3) zasady wypłaty środków otrzymanych w ramach rekompensaty finansowej w przypadku zastosowania przez operatora redysponowania, o którym mowa w <u>art. 13 ust. 7</u> rozporządzenia 2019/943; mające zastosowanie w przypadku, gdy wytwórcą w tych morskich farmach wiatrowych nie jest ten sam podmiot.	<i>jednym miejscu przyłączenia można przyłączyć dwie lub większą liczbę instalacji odnawialnego źródła energii należących do jednego lub większej liczby podmiotów.</i> Każda z MFW musi posiadać oddzielną umowę o przyłączenie do sieci i podlega oddzielnym stosunkom prawnym w zakresie pracy sieci elektroenergetycznej oraz dostaw energii elektrycznej.
7.	Art. 1 pkt 2 – dot. art. 3a ustawy z dnia 17 grudnia	RWE Offshore Wind Poland	Postulujemy uzupełnienie pierwszego zdania art. 3a tak, aby do katalogu infrastruktury, która może być	Zdanie pierwsze art. 3a otrzymuje brzmienie:	Uwaga nieuwzględniona

	2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		współdzielona przez więcej niż jedną morską farmę wiatrową (MFW) włączyć także sieć średniego napięcia. Proponowana zmiana art. 3a ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych jest wskazana dla zapewnienia pełnej funkcjonalności i efektywności tego przepisu. Istota problemu tkwi w kluczowej roli, jaką sieci średniego napięcia odgrywają w systemach wyprowadzania mocy z morskich farm wiatrowych. Sieci średniego napięcia stanowią integralny element tych systemów, to na tym poziomie dokonuje się konsolidacja energii z poszczególnych turbin wiatrowych, poprzedzająca jej transformację na wyższe napięcie i przesył na ląd. Zaproponowane brzmienie art. 3a, ograniczające się do „stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu” i „zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy”, stanowi zawężenie, które nie uwzględnia specyfiki technicznej morskich farm wiatrowych. W praktyce, współdzielenie jedynie stacji elektroenergetycznej i końcowych elementów wyprowadzenia mocy może nie przynieść znaczących korzyści ekonomicznych i technicznych. Efektywne współdzielenie infrastruktury wymaga integracji na wcześniejszym etapie, czyli na poziomie sieci średniego napięcia. Współdzielenie sieci średniego napięcia umożliwia optymalizację topologii sieci, co przynosi szereg wymiernych korzyści, kluczowych dla efektywności i rentowności morskich farm wiatrowych. Z kolei dobrze zaprojektowana topologia minimalizuje odległości przesyłu energii, redukując straty przesyłowe, co bezpośrednio	„Art. 3a. Więcej niż jedna morska farma wiatrowa może wykorzystywać tę samą stację elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu <u>lub sieć średniego napięcia</u> lub zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementy.”	Współdzielenie sieci średniego napięcia jest jednoznaczne z budową jednej, wspólnej MFW przez dwóch inwestorów. Dodatkowo w sytuacji gdy zgodnie z projektem UD162 został umożliwiony podział obszaru na dwie MFW dodanie sieci średniego napięcia do art. 3a będzie powodowało, że te dwie MFW będą oddzielnymi instalacjami jedynie w teorii.

		przekłada się na ekonomiczną efektywność farmy. Optymalny układ sieci prowadzi do zmniejszenia liczby potrzebnych kabli podmorskich, generując oszczędności na etapie budowy i eksploatacji oraz zmniejszając wpływ infrastruktury na środowisko morskie. Dobrze zaprojektowana sieć jest bardziej odporna na uszkodzenia, co zwiększa jej niezawodność i bezpieczeństwo. Należy podkreślić, że zaproponowane uzupełnienie wciąż umożliwia określenie rzeczywistej ilości energii elektrycznej wytworzonej w danej morskiej farmie wiatrowej, gdyż istnieją i są stosowane techniczne rozwiązania (np. indywidualne opomiarowanie WTG, system SCADA) które pozwalają na pomiar nawet na poziomie każdej turbiny. Tym samym, proponowana zmiana nie będzie stanowić przeszkody w rzetelnym informowaniu właściwego operatora o ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci przez każdą z morskich farm wiatrowych współdzielących infrastrukturę na gruncie art. 3a. Bez zaproponowanego uzupełnienia, pełna synergia płynąca z rozwiązania nie będzie możliwa do uzyskania. W obecnym brzmieniu, art. 3a nie odpowiada realiom technicznym morskich farm wiatrowych. Inwestorzy nie będą w stanie w pełni wykorzystać potencjału współdzielenia infrastruktury, co znacznie ograniczy korzyści płynące z wprowadzenia projektowanego rozwiązania. Dlatego wprowadzenie „sieci średniego napięcia” do art. 3a jest technicznie uzasadnione i niezbędne do zapewnienia pełnej funkcjonalności tego przepisu.		

8.	Art. 1 pkt 2 – dot. art. 3a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Grupa Przemysłowa Baltic Sp. z o.o.	Umożliwienie wykorzystania przez więcej niż jedną morską farmę wiatrową tej samej stacji elektroenergetycznej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementy budzi wątpliwości pod względem gospodarności takiego rozwiązania. Przepis spowoduje ograniczenie wytwarzania na rynku, w tym rynku polskich producentów (elementów) takich stacji i znacznie ograniczy ilość źródeł ich dochodu, a w konsekwencji również zablokuje rozwój tych przedsiębiorstw. Również z uwagi na kwestie bezpieczeństwa i zapewnienia dostępu do szeroko pojętej infrastruktury krytycznej, w tym infrastruktury związanej z wytwarzaniem i dostawą energii elektrycznej, uzasadnione jest odejście od umożliwienia polegania wyłącznie na jednego rodzaju stacji i zespole urządzeń służących do wyprowadzania energii wskazanych w przedmiotowej regulacji. Dywersyfikacja użytkowanej infrastruktury w ramach morskiej farmy wiatrowej, w tym stacji elektroenergetycznych daje większe zabezpieczenie ciągłości dostawy energii w przypadku niespodziewanych przerw w działaniu farmy (awaria, działania podmiotów trzecich).	Usunięcie zapisu.	Uwaga nieuwzględniona Współdzielenie zmniejsza koszty inwestycyjne, a co za tym idzie wpływa na obniżenie kosztów energii dla odbiorców końcowych. Pozytywnie wpływa na środowisko ze względu na zmniejszenie oddziaływania na dno morskie i rozdrobnienie siedlisk, „szatkowanie” obszarów morskich kablami itd.
9.	Art. 1 pkt 3 – dot. art. 4 ust. 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	GK ORLEN	Proponowany przepis art. 1 pkt 3) projektu uniemożliwia projektom z I fazy zrzeczenie się wsparcia na rzecz przystąpienia do aukcji offshore. Jest to pozytywna zmiana, ponieważ uniemożliwi ona arbitraż cenowy tzn. zmianę systemu wsparcia I fazy na system aukcyjny ze względu na potencjalną wyższą cenę wsparcia uzyskaną w wyniku aukcji w stosunku do ceny administracyjnej I fazy wsparcia.	Postuluje się skierowanie do Sejmu RP przepisu, w brzmieniu zaproponowanym przez MKiŚ.	Uwaga kierunkowo uwzględniona Doprecyzowano brzmienie, aby uniknąć wątpliwości interpretacyjnych.

			Należy wskazać, że wskazać, że brak ww. przepisu zaproponowanego przez MKiŚ, niósłby ze sobą następujące skutki: 1) odłożenie w czasie realizacji inwestycji o mocy 5,9 GW, co spowolni realizację celów KPEiK oraz PEP2040 (na chwilę obecną zapadła finalna decyzja inwestycyjna jedynie w stosunku do ok. 2,5 GW mocy), 2) nieuzasadnione obciążenie odbiorców końcowych wyższymi cenami energii elektrycznej, 3) destrukcję zaplanowanych wolumenów aukcyjnych, które nie uwzględniają mocy z I fazy wsparcia, co spowodowałoby zatrzymanie realizacji nowych inwestycji, ponieważ inwestycje z I fazy wsparcia, rozwijane przez wiele lat, będą charakteryzowały się niższymi kosztami od projektów rozwijanych dopiero od kilkunastu miesięcy, 4) nierówne traktowanie uczestników tj. karanie spółek, które swoje inwestycje prowadzą efektywnie i sprawnie, co zakończyło się podjęciem decyzji inwestycyjnych i rozpoczęcie budowy, a nagradzanie spółek, które swoje inwestycje prowadzą nieefektywnie.		
10.	Art. 1 pkt 3 – dot. art. 4 ust. 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Pozostawienie zapisu w brzmieniu 2. Wytwórca, któremu na zasadach określonych w rozdziale 3 albo w rozdziale 4 przyznano prawo do pokrycia ujemnego salda w odniesieniu do energii elektrycznej wytworzonej w danej morskiej farmie wiatrowej lub jej części i wprowadzonej do sieci lub energii elektrycznej, o której mowa w art. 40 ust. 3, a później się tego prawa rzekł, nie może ponownie ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda w odniesieniu do energii elektrycznej wytworzonej w danej morskiej farmie wiatrowej lub jej części i wprowadzonej do sieci lub energii elektrycznej, o której mowa w art.		Uwaga kierunkowo uwzględniona Doprecyzowano brzmienie, aby uniknąć wątpliwości interpretacyjnych.

			40 ust. 3, na zasadach określonych w rozdziale 4.		
11.	Art. 1 pkt 3 – dot. art. 4 ust. 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Izba Gospodarcza Gazownictwa	Postanowienie w sposób nielimitowany niwelujący prawo do ponownego ubiegania się o prawo do pokrycia ujemnego salda w sposób nazbyt drastyczny ogranicza uprawnienia i może w istocie doprowadzić do sytuacji gdy podmioty będą unikać zrzeczenia się przedmiotowego prawa z przyczyn ostrożnościowych tj. niepewności wyników przyszłych. W tej sytuacji uzasadnionym wydaje się przyjęcie pewnego limitu czasowego np. rocznego, który pozwala na poczynienie pewnych analiz biznesowo-ekonomicznych a także oszacowanie ewentualnych wyników następczych, co uczyni przepis efektywniejszym w stosowaniu.	Wytwórca, któremu na zasadach określonych w rozdziale 3 albo w rozdziale 4 przyznano prawo do pokrycia ujemnego salda w odniesieniu do energii elektrycznej wytworzonej w danej morskiej farmie wiatrowej lub jej części i wprowadzonej do sieci lub energii elektrycznej, o której mowa w art. 40 ust. 3, a później się tego prawa zrzekł, nie może ponownie ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda w odniesieniu do energii elektrycznej wytworzonej w danej morskiej farmie wiatrowej lub jej części i wprowadzonej do sieci lub energii elektrycznej, o której mowa w art. 40 ust. 3, na zasadach określonych w rozdziale 4 przez okres 1 roku.	Uwaga nieuwzględniona Aukcje dla MFW są organizowane zgodnie z harmonogramem wskazanym w art. 29 ust. 2 ustawy offshore wind. Zrzeczenie się prawa do wsparcia powinno zostać poprzedzone szeregiem wielu analiz biznesowych i ekonomicznych. Brak realizacji inwestycji objętej wsparciem powoduje ograniczenie możliwości uzyskania wsparcia przez kolejne podmioty, dlatego inwestor decydując się na udział w systemie wsparcia powinien podejmować świadomą i przemyślaną decyzję. Jeśli jego oferta będzie nieprzemyśłana i zaoferowana cena okaże się zbyt niska, żeby zrealizować projekt w wyniku czego wytwórca nie będzie w stanie wywiązać się ze zobowiązań musi to wiązać się z konsekwencjami. Formą kary będzie w tej sytuacji brak możliwości ponownego przyznania wsparcia dla nierzetelnego wytwórcy.
12.	Art. 1 pkt 4 lit. a – dot. art. 6 ust. 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Polski Komitet Energii Elektrycznej	W odniesieniu do użytego sformułowania w zmienianym brzmieniu ust. 1 w art. 6 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych („uMEW”) „od pierwszego dnia, za który wytwórca wystąpił o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda” – wskazać należy, że prawo do pokrycia ujemnego salda (CfD) przysługuje za okres, nie za dzień. Ponadto wskazujemy, że odliczanie upływu okresu 25 lat powinno odnosić się do wystąpienia o pokrycie ujemnego salda, zgodnie z ust. 1b zmienianego przepisu, a	W art. 1 pkt 4 lit. a otrzymuje brzmienie: „a) w ust. 1 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „1. Wytwórcy przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda w odniesieniu do energii elektrycznej wytworzonej w danej morskiej farmie wiatrowej lub jej części i wprowadzonej do sieci na podstawie udzielonej koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w okresie 25 lat od pierwszego dnia okresu , za który wytwórca wystąpił o ~~przyznanie prawa do~~ pokrycie ujemnego salda , przy czym nie wcześniej niż od dnia:”	Uwaga uwzględniona

			nie jego przyznanie, tym bardziej że momenty te różni perspektywa kilku lat.		
13.	Art. 1 pkt 4 lit. a – dot. art. 6 ust. 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PGE S.A.	W odniesieniu do użytego sformułowania w zmienianym brzmieniu ust. 1 w art. 6 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych („uMEW”) „od pierwszego dnia, za który wytwórca wystąpił o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda” – wskazać należy, że prawo do pokrycia ujemnego salda (CfD) przysługuje za okres, nie za dzień. Ponadto wskazujemy, że odliczanie upływu okresu 25 lat powinno odnosić się do wystąpienia o pokrycie ujemnego salda, zgodnie z ust. 1b zmienianego przepisu, a nie jego przyznanie, tym bardziej że momenty te różni perspektywa kilku lat.	W art. 1 pkt 4 lit. a otrzymuje brzmienie: „a) w ust. 1 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „1. Wytwórcy przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda w odniesieniu do energii elektrycznej wytworzonej w danej morskiej farmie wiatrowej lub jej części i wprowadzonej do sieci na podstawie udzielonej koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w okresie 25 lat od pierwszego dnia okresu , za który wytwórca wystąpił o ~~przyznanie prawa do~~ pokrycie ujemnego salda , przy czym nie wcześniej niż od dnia.”;	Uwaga uwzględniona
14.	Art. 1 pkt 5 – dot. art. 6a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Polskie Towarzystwo Energetyki Ciepłej	Wskazujemy, że niezbędne wydaje się uzupełnienie projektowanych przepisów również o rozruch technologiczny źródeł ciepła.	Akceptujemy propozycję zgłoszoną w przedmiocie uzupełnienia przepisów dotyczących rozruchu technologicznego źródeł ciepła zgłoszoną przez Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie.	Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu.
15.	Art. 1 pkt 5 – dot. art. 6a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Postulujemy umożliwienie etapowania inwestycji w morskie farmy wiatrowe („MFW”) poprzez możliwość sprzedaży energii z rozruchu przez okres 12 miesięcy dla każdej części (etapu) inwestycji, dla której uzyskano ION i oderwanie tego uprawnienia od uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej dla innej części (etapu) inwestycji. Proponowany przepis wprowadza istotne ograniczenie dla wytwórcy, który chciałby budować i oddawać do użytku MFW etapami oraz uzyskiwać koncesje dla kolejnych części	W dodawanym art. 6a w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych ust. 3 otrzymuje brzmienie: „3. W przypadku oddawania morskiej farmy wiatrowej do użytkowania częściami, okres wskazany w ust. 1, odnosi się osobno do każdej z tych części.”	Uwaga kierunkowo uwzględniona Dodano przepis umożliwiający sprzedaż energii elektrycznej w poszczególnych etapach pod warunkiem wyposażenia MFW w opomiarowanie umożliwiające dokładne i prawidłowe rozróżnienie pochodzenia energii z poszczególnych farm.

			MFW. W takiej sytuacji, proponowane brzmienie projektu ustawy uniemożliwiłoby wytwórcy sprzedaż energii elektrycznej z innych (kolejnych) etapów projektu MFW, co stoi w sprzeczności z zasadą etapowania projektów MFW, a także z niezrozumiałych powodów uniemożliwiłoby sprzedaż energii elektrycznej i powodowałoby, że znaczące wolumeny energii elektrycznej trafiałyby na rynek bilansujący istotnie zaburzając stabilność tego rynku. Konieczna jest zmiana proponowanego przepisu i umożliwienie wytwórcy pełnego etapowania inwestycji MFW.		
16.	Art. 1 pkt 5 – dot. art. 6a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PGE S.A.	Postulujemy umożliwienie etapowania inwestycji w morskie farmy wiatrowe („MFW”) poprzez możliwość sprzedaży energii z rozruchu przez okres 12 miesięcy dla każdej części (etapu) inwestycji, dla której uzyskano ION i oderwanie tego uprawnienia od uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej dla innej części (etapu) inwestycji. Proponowany przepis wprowadza istotne ograniczenie dla wytwórcy, który chciałby budować i oddawać do użytku MFW etapami oraz uzyskiwać koncesje dla kolejnych części MFW. W takiej sytuacji, proponowane brzmienie projektu ustawy uniemożliwiłoby wytwórcy sprzedaż energii elektrycznej z innych (kolejnych) etapów projektu MFW, co stoi w sprzeczności z zasadą etapowania projektów MFW, a także z niezrozumiałych powodów uniemożliwiłoby sprzedaż energii elektrycznej i powodowałoby, że znaczące wolumeny energii elektrycznej trafiałyby na rynek bilansujący istotnie zaburzając stabilność tego rynku. Konieczna jest zmiana proponowanego przepisu i umożliwienie wytwórcy pełnego etapowania inwestycji MFW.	W dodawanym art. 6a w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych ust. 3 otrzymuje brzmienie: <i>„3. W przypadku oddawania morskiej farmy wiatrowej do użytkowania częściami, okres wskazany w ust. 1, odnosi się osobno do każdej z tych części.”</i>	Uwaga kierunkowo uwzględniona Dodano przepis umożliwiający sprzedaż energii elektrycznej w poszczególnych etapach pod warunkiem wyposażenia MFW w opomiarowanie umożliwiające dokładne i prawidłowe rozróżnienie pochodzenia energii z poszczególnych farm.

17.	Art. 1 pkt 5 – dot. art. 6a ust. 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Equinor i Polenergia	Doceniamy propozycję umożliwienia czasowej sprzedaży energii elektrycznej przed uzyskaniem przez farmę koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej. Przepis w proponowanym kształcie może natomiast prowadzić do konkluzji, że w przypadku etapowego oddawania do użytkowania morskiej farmy wiatrowej i potencjalnego uzyskiwania przez nią częściowych pozwoleń ION, okres 12 miesięcy, w którym wytwórca ma możliwość sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej lub jej części. W ocenie inwestorów okres ten powinien być liczony niezależnie w odniesieniu do każdej z części morskiej farmy wiatrowej w przypadku, w którym uzyskuje ona osobne, częściowe pozwolenia ION dla poszczególnych etapów realizacji farmy. Nie są bowiem wykluczone sytuacje, w których ze względu na opóźnienia w instalacji późniejszych części farmy (np. Ze względu na warunki na morzu czy ograniczone okno instalacyjne w poszczególnych sezonach) pomiędzy uzyskaniem pozwolenia ION dla pierwszych turbin a uzyskaniem koncesji przez ostatnią z turbin wchodzących w skład danej morskiej farmy wiatrowej mija więcej niż 12 miesięcy. W takiej sytuacji powstaje wątpliwość, co z energią, która byłaby produkowana po zakończeniu tego okresu, a byłaby wymagana do zakończenia testów rozruchowych po stronie farmy? Musiałaby najprawdopodobniej zostać rozliczona jako niebilansowanie po stronie Podmiotu Odpowiedzialnego Za Bilansowanie danej farmy, zaburzając bilans KSE bez bycia uprzednio zagrafikowaną, co byłoby niekorzystne zarówno z perspektywy danej farmy, jak i Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.	Dodanie w art. 6a ust. 1 ustawy zmienianej zdania drugiego w brzmieniu: “W przypadku uzyskania tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION) w rozumieniu rozporządzenia 2016/631 dla części morskiej farmy wiatrowej okres 12 miesięcy wskazany w zdaniu pierwszym biegnie osobno dla każdej części morskiej farmy wiatrowej, która uzyskała pozwolenie na użytkowanie (ION) w rozumieniu rozporządzenia 2016/631.”	Uwaga kierunkowo uwzględniona Dodano przepis umożliwiający sprzedaż energii elektrycznej w poszczególnych etapach pod warunkiem wyposażenia MFW w opomiarowanie umożliwiające dokładne i prawidłowe rozróżnienie pochodzenia energii z poszczególnych farm.

18.	Art. 1 pkt 5 – dot. art. 6a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PSEW	Doceniamy propozycję umożliwienia czasowej sprzedaży energii elektrycznej przed uzyskaniem przez farmę koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej. Przepis w proponowanym kształcie może natomiast prowadzić do konkluzji, że w przypadku etapowego oddawania do użytkowania morskiej farmy wiatrowej i potencjalnego uzyskiwania przez nią częściowych pozwoleń ION, okres 12 miesięcy, w którym wytwórca ma możliwość sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej lub jej części, obowiązuje od pierwszego uzyskanego ION odnośnie do całości farmy. W naszej ocenie okres ten powinien być liczony niezależnie w odniesieniu do każdej z części morskiej farmy wiatrowej w przypadku, w którym uzyskuje ona osobne, częściowe pozwolenia ION dla poszczególnych etapów realizacji farmy. Nie są bowiem wykluczone sytuacje, w których ze względu na opóźnienia w instalacji późniejszych części farmy (np. ze względu na warunki na morzu czy ograniczone okno instalacyjne w poszczególnych sezonach) pomiędzy uzyskaniem pozwolenia ION dla pierwszych turbin a uzyskaniem koncesji przez ostatnią z turbin wchodzących w skład danej morskiej farmy wiatrowej mija więcej niż 12 miesięcy. W takiej sytuacji powstaje wątpliwość, co z energią, która byłaby produkowana po zakończeniu tego okresu, a byłaby wymagana do zakończenia testów rozruchowych po stronie farmy? Musiałaby najprawdopodobniej zostać rozliczona jako niezbilansowanie po stronie Podmiotu Odpowiedzialnego Za Bilansowanie danej farmy, zaburzając bilans KSE bez bycia uprzednio zagrafikowaną, co byłoby niekorzystne zarówno z perspektywy danej farmy, jak i	Proponujemy usunięcie zawartego w projekcie brzmienia art. 6a ust. 3 i nadanie mu następującego brzmienia: „3. W przypadku uzyskania tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION) w rozumieniu rozporządzenia 2016/631 dla części morskiej farmy wiatrowej okres 12 miesięcy wskazany w zdaniu pierwszym biegnie osobno dla każdej części morskiej farmy wiatrowej, która uzyskała pozwolenie na użytkowanie (ION) w rozumieniu rozporządzenia 2016/631.”	Uwaga kierunkowo uwzględniona Dodano przepis umożliwiający sprzedaż energii elektrycznej w poszczególnych etapach pod warunkiem wyposażenia MFW w opomiarowanie umożliwiające dokładne i prawidłowe rozróżnienie pochodzenia energii z poszczególnych farm.

			Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.		
19.	Art. 1 pkt 5 – dot. art. 6a ust. 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Equinor i Polenergia	Proponowany przepis mówi o tym, że sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w okresie rozruchu nie pozbawia wytwórcy możliwości rozliczenia energii wyprodukowanej w okresie przed uzyskaniem koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej rozliczenia tej energii na rynku bilansującym energii elektrycznej. Tak sformułowany przepis pozostawia wątpliwości co do jego intencji – czy chodzi o rozliczenie niebilansowania, czy mowa w tym przypadku o rozliczeniu dostawy energii bilansującej, a zatem o aktywacji usług bilansujących na jednostce. Domyślając się, że chodzi o rozliczenie niebilansowania (jako że aktualne Warunki Dotyczące Bilansowania nie dopuszczają możliwości świadczenia usług bilansujących przed uzyskaniem koncesji) przepis należy uznać za nadmiarowy. Immanentnym elementem funkcjonowania rynków energii elektrycznej jest to, że w zakresie, w jakim produkcja energii nie jest pokryta zgłoszonymi do PSE umowami sprzedaży energii, jest ona rozliczana jako niebilansowanie, niezależnie od tego, z jakiego źródła pochodzi. Jednocześnie wdrożenie takiego przepisu do ustawy prowadzi do wątpliwości, dlaczego ust. 2 odwołuje się wyłącznie do okresu, o którym mowa w ust. 1 – zatem czy przez pomyłkę (w nieracjonalny sposób) nie wyłącza możliwości rozliczenia dostawy energii z morskiej farmy wiatrowej jako niebilansowania po zakończeniu tego okresu. W związku z tym postulujemy usunięcie ust. 2, alternatywnie usunięcie odwołania do okresu, o którym mowa w ust. 1.	Usunięcie art. 6a ust. 2 ustawy zmienianej; alternatywnie usunięcie z przepisu sformułowania „w okresie, o którym mowa w ust. 1”.	Uwaga kierunkowo uwzględniona Doprecyzowano przepis wskazując na obowiązek rozliczenia energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej lub jej części i wprowadzonej do sieci na rynku bilansującym. Sprzedaż energii elektrycznej nieodłącznie związana jest z odpowiedzialnością za niebilansowania będące wynikiem sprzedaży energii elektrycznej. Stąd konieczne jest dodanie przepisu wskazującego jasno na te obowiązki.

20.	Art. 1 pkt 5 – dot. art. 6a ust. 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PSEW	Proponowany przepis mówi o tym, że sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w okresie rozruchu nie pozbawia wytwórcy możliwości rozliczenia energii wyprodukowanej w okresie przed uzyskaniem koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej rozliczenia tej energii na rynku bilansującym energii elektrycznej. Tak sformułowany przepis pozostawia wątpliwości co do jego intencji – czy chodzi o rozliczenie niezbilansowania, czy mowa w tym przypadku o rozliczeniu dostawy energii bilansującej, a zatem o aktywacji usług bilansujących na jednostce. Domyślając się, że chodzi o rozliczenie niezbilansowania (jako że aktualne Warunki Dotyczące Bilansowania nie dopuszczają możliwości świadczenia usług bilansujących przed uzyskaniem koncesji) przepis należy uznać za nadmiarowy. Immanentnym elementem funkcjonowania rynków energii elektrycznej jest to, że w zakresie, w jakim produkcja energii nie jest pokryta zgłoszonymi do PSE umowami sprzedaży energii, jest ona rozliczana jako niezbilansowanie, niezależnie od tego, z jakiego źródła pochodzi. Jednocześnie wdrożenie takiego przepisu do ustawy prowadzi do wątpliwości, dlaczego ust. 2 odwołuje się wyłącznie do okresu, o którym mowa w ust. 1 – zatem czy przez pomyłkę (w nieracjonalny sposób) nie wyłącza możliwości rozliczenia dostawy energii z morskiej farmy wiatrowej jako niezbilansowania po zakończeniu tego okresu. W związku z tym postulujemy usunięcie ust. 2, alternatywnie usunięcie odwołania do okresu, o którym mowa w ust. 1.	Postulujemy usunięcie art. 6a ust. 2; alternatywnie usunięcie sformułowania „w okresie, o którym mowa w ust. 1”.	Uwaga kierunkowo uwzględniona Doprecyzowano przepis wskazując na obowiązek rozliczenia energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej lub jej części i wprowadzonej do sieci na rynku bilansującym. Sprzedaż energii elektrycznej nieodłącznie związana jest z obowiązkiem bycia odpowiedzialnym za niezbilansowania będące wynikiem sprzedaży energii elektrycznej. Stąd konieczne jest dodanie przepisu wskazującego jasno na te obowiązki.
21.	Art. 1 pkt 5 – dot. art. 6a i 6b ustawy z dnia 17	PSE S.A.	Proponowana zmiana dotyczy przyznania uprawnień wytwórcy do sprzedaży energii elektrycznej z MFW w okresie	Uwaga ogólna	Uwaga nieuwzględniona

	grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		uruchamiania instalacji wytwórczej, tj. przed uzyskaniem koncesji. Wprowadzenie regulacji w tym zakresie jest silnie uzasadnione z punktu widzenia funkcjonowania rynku energii elektrycznej oraz krajowego systemu elektroenergetycznego (dalej jako „KSE”). Pozwoli ono bowiem na handlowe bilansowanie energii elektrycznej produkowanej w okresie uruchamiania instalacji wytwórczej w ramach portfeli zakupowo-sprzedażowych uczestników rynku. Dzięki temu ograniczona zostanie ekspozycja rynku bilansującego na duże wolumeny niezbilansowania, a tym samym ryzyko niewystarczalności rezerw mocy. Poniżej odniesiono się do szczegółowych zagadnień dotyczących przedmiotu regulacji. Proponowane przepisy powinny obejmować różne technologie wytwarzania energii elektrycznej, gdyż w okresie transformacji przyrost mocy wytwórczych będzie następował nie tylko w zakresie morskich farm wiatrowych. Zasadne jest więc rozszerzenie uprawnień wynikających z proponowanych przepisów na wszystkie technologie wytwarzania. Tymczasowe pozwolenie na użytkowanie (ION) dotyczy modułów wytwarzania energii (dalej jako „MWE”) typu D (art. 35-36 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci, dalej jako „RfG”). Zgodnie z art. 5 RfG MWE typu D, to największe moduły wytwarzania, przyłączone do sieci o napięciu co najmniej 110 kV albo o mocy maksymalnej co najmniej 75 MW. Rozszerzając uprawnienie będące przedmiotem proponowanej		Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu i nie zawiera propozycji brzmienia przepisów. Rozszerzenie przedmiotowej instytucji prawnej na wszystkie technologie wytwarzania energii wymagałoby zmian w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne. Projektowane regulacje, ze względu, że zostały zamieszczone w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, mogą dotyczyć tylko i wyłącznie MFW.

			zmiany na wszystkie jednostki, w odniesieniu do których zachodzi wymóg uzyskania koncesji, należy uwzględnić fakt, ION jest uzyskiwany tylko przez jednostki typu D. Wytwórcy będą korzystali z uprawnienia w zakresie sprzedaży energii elektrycznej przed pozyskaniem przez nich koncesji. Kwestia ta powinna być uwzględniona w kontekście bezpieczeństwa obrotu na rynku energii elektrycznej. Z tej perspektywy uzasadnione jest rozważenie ograniczenia tego uprawnienia do sprzedaży energii wyłącznie podmiotom profesjonalnym, tj. posiadającym koncesję na obrót energią elektryczną lub w ramach obrotu giełdowego. Ze względu na potrzebę zwiększania podaży usług systemowych, w celu zwiększania potencjału środków do zarządzania pracą KSE, uzasadnione jest wprowadzenie uprawnienia do ich świadczenia w okresie uruchamiania instalacji wytwórczej. Uprawnienie to powinno dotyczyć wytwórcy, który dopełnił wymaganych procedur oraz spełnia odpowiednie dla danej usługi wymagania techniczne. Niezależnie od tego, warunkiem korzystania przez wytwórcę z uprawnienia sprzedaży energii elektrycznej w okresie uruchamiania instalacji wytwórczej, powinny być: (i) możliwość sterowania instalacją przez właściwego operatora systemu oraz (ii) opomiarowanie instalacji w rozumieniu przekazywania wymaganych wielkości pomiarowych czasu rzeczywistego do właściwego operatora systemu. Z uwagi na fakt, że uprawnienie wynikające z regulacji stanowi wyjątek od ogólnych zasad funkcjonowania rynku energii elektrycznej, energia elektryczna		

			wytworzona przed uzyskaniem koncesji nie powinna być objęta mechanizmem wsparcia. Dzięki temu będą tworzone zachęty do skracania okresu uruchamiania instalacji wytwórczej. Uwzględnienie powyższych zagadnień w proponowanej regulacji istotnie poprawi jej skuteczność w zakresie pozytywnego wpływu na funkcjonowania rynku energii elektrycznej oraz KSE. Jednocześnie w przypadku wprowadzenia stosowania przedmiotowej regulacji w odniesieniu do wszystkich rodzajów źródeł wytwórczych, co jest uzasadnione, należy rozważyć jej zamieszczenie w ustawie Prawo energetyczne.		
22.	Art. 1 - dot. art. 9 ust. 2, art. 18 ust. 8 i art. 38 ust. 7 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Zarządca Rozliczeń S.A.	Proponujemy w art.1 Projektu dodać kolejne punkty lub litery/tirety o właściwej numeracji, zmieniając odpowiednio numerację kolejnych pkt lub liter nadając odpowiednio pkt 6, pkt 8 oraz lit. c w pkt 17 Projektu (przywołana numeracja pkt 8 i pkt 17 nie uwzględnia wpływu kolejnych zmian numeracji) następujące brzmienie <u>Uzasadnienie:</u> Dostosowanie do analogicznego brzmienia (od dnia 01.07.2025 r.) ust. 11a w art. 92 ustawy o odnawialnych źródłach energii w celu uniknięcia wątpliwości prawnych i zapewnienia stabilnego działania ZRSA	6) w art. 9 ust. 2 otrzymuje brzmienie: „2. Operator systemu przesyłowego przekazuje, do 5. dnia miesiąca, do operatora rozliczeń energii odnawialnej, w formie elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii w rozumieniu art. 3 pkt 69 ustawy - Prawo energetyczne, informację o energii elektrycznej, o której mowa w ust. 1.” 8) w art. 18 ust. 8 otrzymuje brzmienie: „2.Prezes URE informuje operatora rozliczeń energii odnawialnej, operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego, do sieci którego ma być przyłączona morska farma wiatrowa, o wydaniu decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, w terminie 14 dni od dnia jej wydania.” c) w ust. 7: - wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:	Uwaga uwzględniona Dodatkowo zredagowano przepis przejściowy/końcowy na wzór innych ustaw, tj. do czasu uruchomienia CSIRE obowiązują aktualne zasady: Art. 20. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem art. 1 pkt 5a lit. b i pkt 17 lit. c tiret pierwsze, które wchodzi w życie z dniem 1 lipca 2025 r. (19 października 2026 r.).

				„7. Operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego, na którego obszarze działania została przyłączona morska farma wiatrowa, przekazuje operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, w formie elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii w rozumieniu art. 3 pkt 69 ustawy - Prawo energetyczne, w terminie 5 dni po zakończeniu miesiąca, dotyczące tego miesiąca dane:”.	
23.	Grupa Przemysłowa Baltic sp. z o.o.	Art. 1 pkt 6 lit. b – dot. art. 10 ust. 6a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Celem zachowania spójności zapisów, w ślad za uwagą z pkt 1 powyżej, opiniowania jednostka redakcyjna powinna ulec usunięciu.	Usunięcie zapisów.	Uwaga nieuwzględniona Współdzielenie zmniejsza koszty inwestycyjne, a co za tym idzie wpływa na obniżenie kosztów energii dla odbiorców końcowych. Pozytywnie wpływa na środowisko ze względu na zmniejszenie oddziaływania na dno morskie i rozdrobnienie siedlisk, „szatkowanie” obszarów morskich kablami itd.
24.	Grupa Przemysłowa Baltic sp. z o.o.	Art. 1 pkt 7 – dot. art. 11 ust. 2a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Celem zachowania spójności zapisów, w ślad za uwagą z pkt 1 powyżej, opiniowania jednostka redakcyjna powinna ulec usunięciu.	Usunięcie zapisu.	Uwaga nieuwzględniona Współdzielenie zmniejsza koszty inwestycyjne a co za tym idzie wpływa na obniżenie kosztów energii dla odbiorców końcowych. Pozytywnie wpływa na środowisko ze względu na zmniejszenie oddziaływania na dno morskie i rozdrobnienie siedlisk, „szatkowanie” obszarów morskich kablami itd.
25.	PSEW	Propozycja dodania Art. 1 pkt 7a – dot. zmiany art. 24 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Proponowane zmiany ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych stanowią odpowiedź na aktualne potrzeby branży MEW oraz są doprecyzowaniem obowiązujących regulacji.	Propozycja zmian doprecyzujących brzmienie art. 24 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 roku o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych „Art. 1 punkt []) Projektu.- w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w	Uwaga uwzględniona częściowo Należy zauważyć, że art. 24 ust. 1 pkt 1 zawiera wyliczenie przykładowe, na co wskazuje użycie zwrotu „w szczególności”. Za każdym razem należy zbadać związek przyczynowy. Dodanie w art. 24 ust. 1 pkt 3 wyrazów „w tym wskazanych w pkt 1 i 2,” jest

			Po pierwsze, ustawodawca wprowadzając pojęcie siły wyższej do przepisu art. 24 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 roku o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych („uMEW”) brał pod uwagę wszelkie możliwe zewnętrzne zdarzenia cechujące się nieprzewidywalnością i niemożliwością zapobieżenia m.in. takie epidemia wywołana zakaźną chorobą COVID-19 spowodowana przez koronawirusa SARS-CoV-2, jednakże aby usunąć wątpliwości należało do ust. 1 pkt 1) wprowadzić również lit. c) i odrębnie ująć stan zagrożenia epidemicznego lub stan epidemii oraz dodać w pkt 2) awarię krajowego systemu elektroenergetycznego (która może opóźnić realizację projektu MFW). Ponadto, należało także zmienić brzmienie pkt 3), albowiem zdarzenie, działanie lub zaniechanie osoby trzeciej, będące następstwem okoliczności, za które wytwórca nie ponosi odpowiedzialności może być również następstwem owej siły wyższej np. wojny, epidemii, klęski żywiołowej, co z kolei uniemożliwiło wytwórcy realizację inwestycji w przewidzianym terminie. Z uwagi na globalny charakter rynku MEW zdarzenia noszące znamiona siły wyższej nie muszą wystąpić bezpośrednio na terenie Polski, by mogły stanowić podstawę wydłużenia terminu, w jakim wytwórca musi wytworzyć i wyprowadzić energię elektryczną z morskiej farmy wiatrowej. Wojny, ataki terrorystyczne, awarie dużych przedsiębiorstw mogą nastąpić na innym kontynencie, ale wpływ takich zdarzenia poprzez zakłócone łańcuchy dostaw czy też znaczące wzrosty kosztów surowców lub istotną zmianę czynników makroekonomicznych może mieć	morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2021 r. poz. 234, 784, 1093 i 1642) wprowadza się następujące zmiany: „W art. 24: 1) w ust. 1: a) w pkt 1: - w lit. b po wyrazach „elektrowni jądrowej” dodaje się wyrazy „lub awarię krajowego systemu elektroenergetycznego,”, - w lit. b średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. c w brzmieniu: „c) stan zagrożenia epidemicznego lub stan epidemii;”, b) pkt 3 otrzymuje brzmienie: „3) zdarzenie, działanie lub zaniechanie osoby trzeciej, będące następstwem okoliczności, w tym wskazanych w pkt 1 i 2, za które wytwórca nie ponosi odpowiedzialności”; 2) w ust. 3 pkt 3 otrzymuje brzmienie: „3) oświadczenie wytwórcy do złożenia przez niego zobowiązania do każdorazowego przedłużania gwarancji najpóźniej na 90 dni przed upływem terminu, na jaki została ustanowiona gwarancja w okresie wynikającym ze zmiany decyzji Prezesa URE, dokonanej na podstawie ust. 4, a także przez okres 120 dni następujących po tym okresie – w przypadku, gdy decyzja, której dotyczy wniosek, o którym mowa w ust. 1, dotyczy instalacji, dla której ustanowiono zabezpieczenie w postaci gwarancji bankowej lub ubezpieczeniowej.”	legislacyjnie błędne bowiem nie wnosi treści normatywnej, (§ 11. W ustawie nie zamieszcza się wypowiedzi, które nie służą wyrażaniu norm prawnych (...) Zasad techniki prawodawczej). Ponadto, zdarzenia, o których mowa w art. 24 ust. 1 pkt 1 stanowią siłę wyższą, a więc nie mogą stanowić zdarzenia, działania lub zaniechania osoby trzeciej. Złożenie samego oświadczenia w sprawie gwarancji nie gwarantuje, że zostanie ona ustanowiona. Obarczenie zaś oświadczenia rygorem odpowiedzialności karnej w odniesieniu do zdarzeń i czynności przyszłych jest niedozwolone, zgodnie z uwagą Rządowego Centrum Legislacji oraz Ministerstwa Sprawiedliwości. Jednocześnie przychyłono się do ujednolicenia terminu obowiązywania gwarancji. Jednocześnie do katalogu okoliczności uniemożliwiających wytwórcy realizację inwestycji MFW dodano awarię o znacznych rozmiarach w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz wystąpienie stanu epidemii lub stanu zagrożenia epidemicznego o charakterze i w rozmiarach przekraczających możliwości działania właściwych organów administracji rządowej i organów jednostek samorządu terytorialnego. W przepisach przejściowych doprecyzowano, że zmiany w przepisach dot. okoliczności uniemożliwiających wytwórcy realizację inwestycji MFW stosuje się wyłącznie w sytuacji, gdy zaistnieją po

			bezpośredni wpływ na inwestycje realizowane w Polsce. Obecnie obowiązujące przepisy wprowadzają niezasadny dualizm postępowania w zakresie okresu obowiązywania gwarancji, jaką powinien przedłożyć wytwórca w zależności od podstawy prawnej tj. art. 5 ustawy lub art. 24. Biorąc pod uwagę wprowadzenie przez ustawodawcę możliwości rolowania gwarancji czyli powszechnie stosowanego instrument, należy postulować ujednolicenie stosowanych zasad. Tym samym art. 24 należałoby wprowadzić możliwość dla wytwórcy przedłużania gwarancji bankowej lub ubezpieczeniowej – analogicznie do art. 5 ust. 3a – a nie wymaganie przedłożenia zabezpieczenia na całość okresu, w jakim wytwórca ma wytworzyć i wyprowadzić energię energetyczną z morskiej farmy wiatrowej. Stąd złożenie przez wytwórcę oświadczenie o każdorazowym przedłużaniu gwarancji uznać należy za wystarczające.		wejściu w życie niniejszego projektu ustawy.
26.	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Propozycja dodania Art. 1 pkt 7a – dot. zmiany art. 24 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Proponuje się wprowadzenie zmian w uMEW zapewniających elastyczność realizacji projektów MFW dla wytwórców, co stanowi odpowiedź na aktualne potrzeby branży MEW oraz jest doprecyzowaniem obowiązujących regulacji. Po pierwsze, ustawodawca wprowadzając pojęcie siły wyższej do przepisu art. 24 uMEW brał pod uwagę wszelkie możliwe zewnętrzne zdarzenia cechujące się nieprzewidywalnością i niemożliwością zapobieżenia, m.in. takie epidemia wywołana zakaźną chorobą COVID-19 spowodowana przez koronawirusa SARS-CoV-2, jednakże aby usunąć wątpliwości należało do ust. 1 pkt 1 wprowadzić	W art. 1 projektu ustawy po pkt 7 dodaje się pkt 7a w brzmieniu: „7a) w art. 24: 1) w ust. 1: a) w pkt 1: - w lit. b po wyrazach „elektrowni jądrowej” dodaje się wyrazy „lub awarię krajowego systemu elektroenergetycznego,”, - w lit. b średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. c w brzmieniu: „c) stan zagrożenia epidemicznego lub stan epidemii;”,	Uwaga uwzględniona częściowo Należy zauważyć, że art. 24 ust. 1 pkt 1 zawiera wyliczenie przykładowe, na co wskazuje użycie zwrotu „w szczególności”. Za każdym razem należy zbadać związek przyczynowy. Dodanie w art. 24 ust. 1 pkt 3 wyrazów „w tym wskazanych w pkt 1 i 2,” jest legislacyjnie błędne bowiem nie wnosi treści normatywnej, (§ 11. W ustawie nie zamieszcza się wypowiedzi, które nie służą wyrażaniu norm prawnych (...). Zasad techniki prawodawczej). Ponadto, zdarzenia, o których mowa w art. 24 ust. 1 pkt 1 stanowią siłę

		również lit. c i odrębnie ująć stan zagrożenia epidemicznego lub stan epidemii oraz dodać w pkt 2 awarię krajowego systemu elektroenergetycznego (która może opóźnić realizację projektu MFW). Ponadto, należało także zmienić brzmienie pkt 3, albowiem zdarzenie, działanie lub zaniechanie osoby trzeciej, będące następstwem okoliczności, za które wytwórca nie ponosi odpowiedzialności, może być również następstwem owej siły wyższej np. wojny, epidemii, klęski żywiołowej, co z kolei uniemożliwia wytwórcy realizację inwestycji w przewidzianym terminie. Z uwagi na globalny charakter ryku MEW zdarzenia noszące znamiona siły wyższej nie muszą wystąpić bezpośrednio na terenie Polski, by mogły stanowić podstawę wydłużenia terminu, w jakim wytwórca musi wytworzyć i wyprowadzić energię elektryczną z morskiej farmy wiatrowej. Wojny, ataki terrorystyczne, awarie dużych przedsiębiorstw mogą nastąpić na innym kontynencie, ale wpływ takich zdarzeń poprzez zakłócone łańcuchy dostaw czy też znaczące wzrosty kosztów surowców lub istotną zmianę czynników makroekonomicznych może mieć bezpośrednie przełożenie na inwestycje realizowane w Polsce. Obecnie obowiązujące przepisy wprowadzają niezasadny dualizm postępowania w zakresie okresu obowiązywania gwarancji, jaką powinien przedłożyć wytwórca w zależności od podstawy prawnej, tj. art. 5 lub art. 24. Biorąc pod uwagę wprowadzenie przez ustawodawcę możliwości rolowania gwarancji, czyli powszechnie stosowanego instrumentu, należy postulować ujednolicenie stosowanych zasad. Tym samym w art. 24 należałoby wprowadzić	b) pkt 3 otrzymuje brzmienie: <i>„3) zdarzenie, działanie lub zaniechanie osoby trzeciej, będące następstwem okoliczności, w tym wskazanych w pkt 1 i 2, za które wytwórca nie ponosi odpowiedzialności”;</i> 2) w ust. 3 pkt 3 otrzymuje brzmienie: <i>„3) oświadczenie wytwórcy do złożenia przez niego zobowiązania do każdorazowego przedłużania gwarancji najpóźniej na 90 dni przed upływem terminu, na jaki została ustanowiona gwarancja w okresie wynikającym ze zmiany decyzji Prezesa URE, dokonanej na podstawie ust. 4, a także przez okres 120 dni następujących po tym okresie – w przypadku, gdy decyzja, której dotyczy wniosek, o którym mowa w ust. 1, dotyczy instalacji, dla której ustanowiono zabezpieczenie w postaci gwarancji bankowej lub ubezpieczeniowej.”</i>	wyższą, a więc nie mogą stanowić zdarzenia, działania lub zaniechania osoby trzeciej. Złożenie samego oświadczenia w sprawie gwarancji nie gwarantuje, że zostanie ona ustanowiona. Obarczenie zaś oświadczenia rygorem odpowiedzialności karnej w odniesieniu do zdarzeń i czynności przyszłych jest niedozwolone, zgodnie z uwagą Rządowego Centrum Legislacji oraz Ministerstwa Sprawiedliwości. Jednocześnie przychyłono się do ujednolicenia terminu obowiązywania gwarancji. Jednocześnie do katalogu okoliczności uniemożliwiających wytwórcy realizację inwestycji MFW dodano awarię o znacznych rozmiarach w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz wystąpienie stanu epidemii lub stanu zagrożenia epidemicznego o charakterze i w rozmiarach przekraczających możliwości działania właściwych organów administracji rządowej i organów jednostek samorządu terytorialnego. W przepisach przejściowych doprecyzowano, że zmiany w przepisach dot. okoliczności uniemożliwiających wytwórcy realizację inwestycji MFW stosuje się wyłącznie w sytuacji, gdy zaistnieją po wejściu w życie niniejszego projektu ustawy.

			możliwość dla wytwórcy przedłużania gwarancji bankowej lub ubezpieczeniowej – analogicznie do art. 5 ust. 3a – a nie wymaganie przedłożenia zabezpieczenia na całość okresu, w jakim wytwórca ma wytworzyć i wyprowadzić energię energetyczną z morskiej farmy wiatrowej. Stąd złożenie przez wytwórcę oświadczenie o każdorazowym przedłużaniu gwarancji uznać należy za wystarczające.		
27.	PGE S.A.	Propozycja dodania Art. 1 pkt 7a – dot. zmiany art. 24 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Proponuje się wprowadzenie zmian w uMEW zapewniających elastyczność realizacji projektów MFW dla wytwórców, co stanowi odpowiedź na aktualne potrzeby branży MEW oraz jest doprecyzowaniem obowiązujących regulacji. Po pierwsze, ustawodawca wprowadzając pojęcie siły wyższej do przepisu art. 24 uMEW brał pod uwagę wszelkie możliwe zewnętrzne zdarzenia cechujące się nieprzewidywalnością i niemożliwością zapobieżenia, m.in. takie epidemia wywołana zakaźną chorobą COVID-19 spowodowana przez koronawirusa SARS-CoV-2, jednakże aby usunąć wątpliwości należało do ust. 1 pkt 1 wprowadzić również lit. c i odrębnie ująć stan zagrożenia epidemicznego lub stan epidemii oraz dodać w pkt 2 awarię krajowego systemu elektroenergetycznego (która może opóźnić realizację projektu MFW). Ponadto, należało także zmienić brzmienie pkt 3, albowiem zdarzenie, działanie lub zaniechanie osoby trzeciej, będące następstwem okoliczności, za które wytwórca nie ponosi odpowiedzialności, może być również następstwem owej siły wyższej np. wojny, epidemii, klęski żywiołowej, co z kolei uniemożliwia wytwórcy realizację inwestycji w przewidzianym terminie. Z uwagi na	W art. 1 projektu ustawy po pkt 7 dodaje się pkt 7a w brzmieniu: „7a) w art. 24: 1) w ust. 1: a) w pkt 1: - w lit. b po wyrazach „elektrowni jądrowej” dodaje się wyrazy „lub awarię krajowego systemu elektroenergetycznego,” - w lit. b średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. c w brzmieniu: „c) stan zagrożenia epidemicznego lub stan epidemii;” b) pkt 3 otrzymuje brzmienie: „3) zdarzenie, działanie lub zaniechanie osoby trzeciej, będące następstwem okoliczności, w tym wskazanych w pkt 1 i 2, za które wytwórca nie ponosi odpowiedzialności;” 2) w ust. 3 pkt 3 otrzymuje brzmienie: „3) oświadczenie wytwórcy do złożenia przez niego zobowiązania do każdorazowego przedłużania gwarancji najpóźniej na 90 dni przed upływem terminu, na jaki została ustanowiona gwarancja w okresie wynikającym ze zmiany decyzji Prezesa URE, dokonanej na podstawie ust. 4, a także przez okres 120 dni następujących po tym okresie – w przypadku, gdy decyzja, której dotyczy wniosek, o którym mowa w ust. 1, dotyczy instalacji, dla której ustanowiono zabezpieczenie w postaci gwarancji bankowej lub ubezpieczeniowej.”	Uwaga uwzględniona częściowo Należy zauważyć, że art. 24 ust. 1 pkt 1 zawiera wyliczenie przykładowe poprzez użycie zwrotu „w szczególności”. Za każdym razem należy zbadać związek przyczynowy. Dodanie w art. 24 ust. 1 pkt 3 wyrazów „w tym wskazanych w pkt 1 i 2,” jest legislacyjnie błędne bowiem nie wnosi treści normatywnej, (§ 11. W ustawie nie zamieszcza się wypowiedzi, które nie służą wyrażaniu norm prawnych (...). Zasad techniki prawodawczej). Ponadto, zdarzenia, o których mowa w art. 24 ust. 1 pkt 1 stanowią siłę wyższą, a więc nie mogą stanowić zdarzenia, działania lub zaniechania osoby trzeciej. Złożenie samego oświadczenia w sprawie gwarancji nie gwarantuje, że zostanie ona ustanowiona. Obarczenie zaś oświadczenia rygorem odpowiedzialności karnej w odniesieniu do zdarzeń i czynności przyszłych jest niedozwolone, zgodnie z uwagą Rządowego Centrum Legislacji oraz Ministerstwa Sprawiedliwości. Jednocześnie

			globalny charakter rynku MEW zdarzenia noszące znamiona siły wyższej nie muszą wystąpić bezpośrednio na terenie Polski, by mogły stanowić podstawę wydłużenia terminu, w jakim wytwórca musi wytworzyć i wyprowadzić energię eklektyczną z morskiej farmy wiatrowej. Wojny, ataki terrorystyczne, awarie dużych przedsiębiorstw mogą nastąpić na innym kontynencie, ale wpływ takich zdarzeń poprzez zakłócone łańcuchy dostaw czy też znaczące wzrosty kosztów surowców lub istotną zmianę czynników makroekonomicznych może mieć bezpośrednie przełożenie na inwestycje realizowane w Polsce. Obecnie obowiązujące przepisy wprowadzają niezasadny dualizm postępowania w zakresie okresu obowiązywania gwarancji, jaką powinien przedłożyć wytwórca w zależności od podstawy prawnej, tj. art. 5 lub art. 24. Biorąc pod uwagę wprowadzenie przez ustawodawcę możliwości rolowania gwarancji, czyli powszechnie stosowanego instrumentu, należy postulować ujednolicenie stosowanych zasad. Tym samym w art. 24 należałoby wprowadzić możliwość dla wytwórcy przedłużania gwarancji bankowej lub ubezpieczeniowej – analogicznie do art. 5 ust. 3a – a nie wymaganie przedłożenia zabezpieczenia na całość okresu, w jakim wytwórca ma wytworzyć i wyprowadzić energię energetyczną z morskiej farmy wiatrowej. Stąd złożenie przez wytwórcę oświadczenia o każdorazowym przedłużaniu gwarancji uznać należy za wystarczające.		przychylono się do ujednolicenia terminu obowiązywania gwarancji. Jednocześnie do katalogu okoliczności uniemożliwiających wytwórcy realizacji inwestycji MFW dodano awarię o znacznych rozmiarach w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz wystąpienie stanu epidemii lub stanu zagrożenia epidemicznego o charakterze i w rozmiarach przekraczających możliwości działania właściwych organów administracji rządowej i organów jednostek samorządu terytorialnego. W przepisach przejściowych doprecyzowano, że zmiany w przepisach dot. okoliczności uniemożliwiających wytwórcy realizacji inwestycji MFW stosuje się wyłącznie w sytuacji, gdy zaistnieją po wejściu w życie niniejszego projektu ustawy.
28.	PSEW	Propozycja dodania Art. 1 pkt 7b – dot. dodania art. 24a ustawy z dnia 17	Zdarzenia ostatnich kilku lat pokazały, że projekty MFW mają charakter globalny w związku z czym zawirowania w łańcuchach	Proponowane brzmienie nowego przepisu:	Uwaga nieuwzględniona Dodanie przepisu umożliwiającego wydłużenie terminu na wytworzenie i

		grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	dostaw mogą mieć wpływ na realizację projektów w Polsce. Ustawowy termin realizacji zobowiązania do wytworzenia i wprowadzenia do sieci energii elektrycznej od dnia wygrania aukcji albo uzyskania ustalenia ceny będącej podstawą do pokrycia ujemnego salda, choć wydaje się wystarczający może, zwłaszcza obecnie w zmienionym otoczeniu makroekonomicznym realizacji projektów MFW, nie zapewniać inwestorom elastyczności w sytuacji, w której ich projekt napotka trudności wynikające przykładowo z dużej podaży projektów realizowanych w jednym czasie. Stąd konieczne jest wprowadzenie możliwości wydłużenia terminu na wytworzenie i wyprowadzenie mocy z morskiej farmy wiatrowej, jeśli wytwórca nie jest w stanie zrealizować projektu w pierwotnym harmonogramie z przyczyn innych niż wskazane w art. 24. Przepis ten znalazłby zastosowanie do projektów, które są realizowane, ale zaistniałe okoliczności uniemożliwiają terminowe wywiązanie się z obowiązku wytworzenia i wyprowadzenia mocy, niezasadne byłoby pozbawianie wytwórcy wsparcia, a tym samym de facto uniemożliwiają jego realizację (pomimo zaawansowanego stanu realizacji) Przetawiona propozycja ma przede wszystkim na celu zapewnienie elastyczności systemu wsparcia, tak aby inwestycje, które faktycznie się realizują, mogły zostać w pełni wykonane i być częścią transformacji energetycznej Polski.	Art. X. W ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2024 r. poz. 182) po art. 24 dodaje się art. 24a w następującym brzmieniu: „Art. 24a. 1. Jeżeli wytwórca, któremu wydano decyzję, o której mowa w art. 18 ust. 1, nie później niż na 6 miesięcy przed upływem terminu zobowiązania, o którym mowa w art. 15 ust. 2 pkt 4, złoży Prezesowi URE wyjaśnienia na piśmie i dokumenty potwierdzające podjęcie czynności zmierzających do realizacji inwestycji w zakresie budowy morskiej farmy wiatrowej, pomimo zaistnienia okoliczności uniemożliwiających wytwórcy realizację tej inwestycji zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym, o którym mowa w art. 15 ust. 3 pkt 4, termin zobowiązania, o którym mowa w art. 15 ust. 2 pkt 4 zostaje przedłużony zgodnie z wnioskiem o maksymalnie 2 lata od dnia pierwotnego terminu. 2. Do wniosku wytwórca załącza: 1) zaktualizowany harmonogram rzeczowo-finansowy, o którym mowa w art. 15 ust. 3 pkt 4, wskazujący na możliwość realizacji inwestycji w okresie, o którym mowa w ust. 1; 2) oświadczenie wytwórcy do złożenia przez niego zobowiązania do każdorazowego przedłużania gwarancji najpóźniej na 90 dni przed upływem terminu, na jaki została ustanowiona gwarancja w okresie wynikającym ze zmiany decyzji Prezesa URE, dokonanej na podstawie ust. 1, a także przez okres 120 dni następujących po tym okresie – w przypadku, gdy decyzja, której dotyczy wniosek, o którym mowa w ust. 1, dotyczy instalacji, dla której ustanowiono	wyprowadzenie mocy z morskiej farmy wiatrowej, w przypadku, gdy wytwórca nie jest w stanie zrealizować projektu w pierwotnym harmonogramie z przyczyn innych niż wskazane w art. 24 ustawy offshore wind będzie prowadziło do niepotrzebnego wydłużenia procesu inwestycyjnego ze szkodą dla gospodarki i odbiorców końcowych. Celem ustawy offshore wind jest zapewnienie sprawnej realizacji inwestycji, a nie tworzenie instytucji prawnych prowadzących do ich wydłużenia. Obecnie obowiązujący art. 24 ww. ustawy przyznaje wytwórcy, który uzyskał wsparcie, prawo do wystąpienia do Prezesa URE z wnioskiem o wyrażenie zgody na wydłużenie terminu wytworzenia i wprowadzenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej w przypadku gdy zaistniały okoliczności niezależne od wytwórcy, uniemożliwiające temu wytwórcy realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym. Dodatkowo aktualnie w ustawie obowiązują przepisy art. 38 ust. 4 umożliwiające wytwórcy zachowanie prawa do wsparcia w sytuacji gdy nie jest on w stanie zrealizować projektu w pierwotnym harmonogramie z przyczyn innych niż wskazane w art. 24. Inwestor realizując tak wielkoskalową inwestycję jaką jest morska farma wiatrowa powinien odpowiednio

				zabezpieczenie w postaci gwarancji bankowej lub ubezpieczeniowej. 3. Prezes URE zmienia decyzję, o której mowa w art. 18 ust. 1, w terminie 14 dni od dnia otrzymania kompletnego wniosku, o którym mowa w ust. 1, przez wydłużenie terminu, o którym mowa w art. 15 ust. 2 pkt 4, ze wskazaniem nowego terminu zgodnie z wnioskiem o maksymalnie 2 lata od dnia pierwotnego terminu.” Przepis art. 35 otrzymuje następujące brzmienie: Wytwórca, którego oferta wygrała aukcję, może wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o wyrażenie zgody na wydłużenie terminu, o którym mowa w art. 31 ust. 4 pkt 5. Przepisy art. 24 i 24a stosuje się odpowiednio. W art. 38 poszczególne jednostki redakcyjne otrzymują brzmienie: ust. 2 pkt 1 lit. a: a) <u>art. 15 ust. 2 pkt 4</u>, z zastrzeżeniem <u>art. 24</u> lub art. 24a, ust. 3 pkt 1 lit. a: a) <u>art. 15 ust. 2 pkt 4</u>, z zastrzeżeniem <u>art. 24</u> lub art. 24a, ust. 4 pkt 1: 1) <u>art. 15 ust. 2 pkt 4</u>, z uwzględnieniem <u>art. 24</u> lub art. 24a, Art. 55 ust. 1 otrzymuje brzmienie: 1. Termin dostarczenia po raz pierwszy energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej przez wytwórcę, który uzyskał decyzję, o której mowa w <u>art. 18 ust. 1</u>, określony w umowie o przyłączenie do sieci zawartej z tym wytwórcą jako podmiotem	zabezpieczyć wszystkie kontrakty i umowy, aby móc zrealizować inwestycję w terminie, do którego się zobowiązał.

				przyłączanym, upływa nie wcześniej niż termin wskazany w <u>art. 15 ust. 2 pkt 4</u> , z uwzględnieniem <u>art. 24</u> lub art. 24a.	
29.	Art. 1 pkt 7b – dot. art. 24a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Zdarzenia ostatnich kilku lat pokazały, że projekty MFW mają charakter globalny, w związku z czym zawirowania w łańcuchach dostaw mogą mieć wpływ na realizację projektów w Polsce. Ustawowy termin realizacji zobowiązania do wytworzenia i wprowadzenia do sieci energii elektrycznej od dnia wygrania aukcji albo uzyskania ustalenia ceny będącej podstawą do pokrycia ujemnego salda, choć wydaje się wystarczający, może, zwłaszcza obecnie w zmienionym otoczeniu makroekonomicznym realizacji projektów MFW, nie zapewniać inwestorom elastyczności w sytuacji, w której ich projekt napotka trudności wynikające przykładowo z dużej podaży projektów realizowanych w jednym czasie. Stąd konieczne jest wprowadzenie możliwości wydłużenia terminu na wytworzenie i wyprowadzenie mocy z morskiej farmy wiatrowej, jeśli wytwórca nie jest w stanie zrealizować projektu w pierwotnym harmonogramie z przyczyn innych niż wskazane w art. 24 ust. 1. Przepis ten znalazłby zastosowanie do projektów, które są realizowane, ale zaistniałe okoliczności (inne niż określone w katalogu art. 24 ust. 1) uniemożliwiają terminowe wywiązanie się z obowiązku wytworzenia i wyprowadzenia mocy, a tym samym de facto uniemożliwiają jego terminową realizację (pomimo zaawansowanego stanu projektu). Przystawiona propozycja ma przede wszystkim na celu zapewnienie elastyczności systemu wsparcia, tak aby inwestycje, które faktycznie się realizują, mogły zostać w pełni wykonane i być częścią transformacji energetycznej Polski.	W art. 1 projektu ustawy po pkt 7 dodaje się pkt 7b w brzmieniu: <i>„7b) po art. 24 dodaje się art. 24a w brzmieniu:</i> <i>„Art. 24a. Jeżeli wytwórca, któremu wydano decyzję, o której mowa w art. 18 ust. 1, nie później niż na 6 miesięcy przed upływem terminu zobowiązania, o którym mowa w art. 15 ust. 2 pkt 4, złoży Prezesowi URE wyjaśnienia na piśmie i dokumenty potwierdzające podjęcie wszystkich czynności zmierzających do realizacji inwestycji w zakresie budowy morskiej farmy wiatrowej, pomimo zaistnienia okoliczności uniemożliwiających wytwórcy realizację tej inwestycji zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym, o którym mowa w art. 15 ust. 3 pkt 4, termin zobowiązania, o którym mowa w art. 15 ust. 2 pkt 4, zostaje przedłużony o maksymalnie 2 lata od dnia pierwotnego terminu. Przedłużenie terminu stwierdza w drodze decyzji Prezes URE.”</i>	Uwaga nieuwzględniona Dodanie przepisu umożliwiającego wydłużenie terminu na wytworzenie i wyprowadzenie mocy z morskiej farmy wiatrowej, w przypadku, gdy wytwórca nie jest w stanie zrealizować projektu w pierwotnym harmonogramie z przyczyn innych niż wskazane w art. 24 ustawy offshore wind będzie prowadziło do niepotrzebnego wydłużenia procesu inwestycyjnego ze szkodą dla gospodarki i odbiorców końcowych. Celem ustawy offshore wind jest zapewnienie sprawnej realizacji inwestycji, a nie tworzenie podstaw prawnych do ich wydłużenia. Obecnie obowiązujący art. 24 ww. ustawy przyznaje wytwórcy, który uzyskał wsparcie, prawo do wystąpienia do Prezesa URE z wnioskiem o wyrażenie zgody na wydłużenie terminu wytworzenia i wprowadzenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej w przypadku gdy zaistniały okoliczności niezależne od wytwórcy, uniemożliwiające temu wytwórcy realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym. Dodatkowo aktualnie w ustawie offshore wind obowiązują przepisy art. 38 ust. 4 umożliwiające wytwórcy zachowanie prawa do wsparcia w sytuacji gdy nie jest on w stanie zrealizować projektu w pierwotnym

					harmonogramie z przyczyn innych niż wskazane w art. 24. Inwestor realizując wielkoskalową inwestycję jaką jest morska farma wiatrowa powinien odpowiednio zabezpieczyć wszystkie kontrakty i umowy, aby móc zrealizować inwestycję w terminie, do którego się zobowiązał.
30.	Art. 1 pkt 7b – dot. art. 24a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PGE S.A.	Zdarzenia ostatnich kilku lat pokazały, że projekty MFW mają charakter globalny, w związku z czym zawirowania w łańcuchach dostaw mogą mieć wpływ na realizację projektów w Polsce. Ustawowy termin realizacji zobowiązania do wytworzenia i wprowadzenia do sieci energii elektrycznej od dnia wygrania aukcji albo uzyskania ustalenia ceny będącej podstawą do pokrycia ujemnego salda, choć wydaje się wystarczający, może, zwłaszcza obecnie w zmienionym otoczeniu makroekonomicznym realizacji projektów MFW, nie zapewniać inwestorom elastyczności w sytuacji, w której ich projekt napotka trudności wynikające przykładowo z dużej podaży projektów realizowanych w jednym czasie. Stąd konieczne jest wprowadzenie możliwości wydłużenia terminu na wytworzenie i wyprowadzenie mocy z morskiej farmy wiatrowej, jeśli wytwórca nie jest w stanie zrealizować projektu w pierwotnym harmonogramie z przyczyn innych niż wskazane w art. 24 ust. 1. Przepis ten znalazłby zastosowanie do projektów, które są realizowane, ale zaistniałe okoliczności (inne niż określone w katalogu art. 24 ust. 1) uniemożliwiają terminowe wywiązanie się z obowiązku wytworzenia i wyprowadzenia mocy, a tym samym de facto uniemożliwiają jego terminową	W art. 1 projektu ustawy po pkt 7 dodaje się pkt 7b w brzmieniu: „7b) po art. 24 dodaje się art. 24a w brzmieniu: „Art. 24a. 1. Jeżeli wytwórca, któremu wydano decyzję, o której mowa w art. 18 ust. 1, nie później niż na 6 miesięcy przed upływem terminu zobowiązania, o którym mowa w art. 15 ust. 2 pkt 4, złoży Prezesowi URE wyjaśnienia na piśmie i dokumenty potwierdzające podjęcie wszystkich czynności zmierzających do realizacji inwestycji w zakresie budowy morskiej farmy wiatrowej, pomimo zaistnienia okoliczności uniemożliwiających wytwórcy realizację tej inwestycji zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym, o którym mowa w art. 15 ust. 3 pkt 4, termin zobowiązania, o którym mowa w art. 15 ust. 2 pkt 4, zostaje przedłużony zgodnie z wnioskiem o maksymalnie 2 lata od dnia pierwotnego terminu. 2. Do wniosku wytwórca załącza: 1) zaktualizowany harmonogram rzeczowo-finansowy, o którym mowa w art. 15 ust. 3 pkt 4, wskazujący na możliwość realizacji inwestycji w okresie, o którym mowa w ust. 1; 2) oświadczenie wytwórcy do złożenia przez niego zobowiązania do każdorazowego przedłużania gwarancji najpóźniej na 90 dni przed upływem terminu, na jaki została ustanowiona gwarancja w okresie wynikającym ze zmiany decyzji Prezesa URE,	Uwaga nieuwzględniona Dodanie przepisu umożliwiającego wydłużenie terminu na wytworzenie i wyprowadzenie mocy z morskiej farmy wiatrowej, w przypadku, gdy wytwórca nie jest w stanie zrealizować projektu w pierwotnym harmonogramie z przyczyn innych niż wskazane w art. 24 ustawy offshore wind będzie prowadziło do niepotrzebnego wydłużenia procesu inwestycyjnego ze szkodą dla gospodarki i odbiorców końcowych. Celem offshore wind jest zapewnienie sprawnej realizacji inwestycji a nie tworzenie instytucji prawnych prowadzących do ich wydłużenia. Obecnie obowiązujący art. 24 ww. ustawy przyznaje wytwórcy, który uzyskał wsparcie, prawo do wystąpienia do Prezesa URE z wnioskiem o wyrażenie zgody na wydłużenie terminu wytworzenia i wprowadzenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej w przypadku gdy zaistniały okoliczności niezależne od wytwórcy, uniemożliwiające temu wytwórcy realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym.

			realizację (pomimo zaawansowanego stanu projektu). Przetawiona propozycja ma przede wszystkim na celu zapewnienie elastyczności systemu wsparcia, tak aby inwestycje, które faktycznie się realizują, mogły zostać w pełni wykonane i być częścią transformacji energetycznej Polski.	dokonanej na podstawie ust. 1, a także przez okres 120 dni następujących po tym okresie – w przypadku, gdy decyzja, której dotyczy wniosek, o którym mowa w ust. 1, dotyczy instalacji, dla której ustanowiono zabezpieczenie w postaci gwarancji bankowej lub ubezpieczeniowej. 3. Prezes URE zmienia decyzję, o której mowa w art. 18 ust. 1, w terminie 14 dni od dnia otrzymania kompletnego wniosku, o którym mowa w ust. 1, przez wydłużenie terminu, o którym mowa w art. 15 ust. 2 pkt 4, ze wskazaniem nowego terminu zgodnie z wnioskiem o maksymalnie 2 lata od dnia pierwotnego terminu.” + zmiana związana z tą propozycją w zakresie art. 35 uMEW – zmiana brzmienia: „Art. 35. Wytwórca, którego oferta wygrała aukcję, może wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o wyrażenie zgody na wydłużenie terminu, o którym mowa w art. 31 ust. 4 pkt 5. Przepisy art. 24 i 24a stosuje się odpowiednio.”	Dodatkowo aktualnie w ustawie offshore wind obowiązują przepisy art. 38 ust. 4 umożliwiające wytwórcy zachowanie prawa do wsparcia w sytuacji gdy nie jest on w stanie zrealizować projektu w pierwotnym harmonogramie z przyczyn innych niż wskazane w art. 24. Inwestor realizując tak wielkoskalową inwestycję jaką jest morska farma wiatrowa powinien odpowiednio zabezpieczyć wszystkie kontrakty i umowy, aby móc zrealizować inwestycję w terminie, do którego się zobowiązał.
31.	Art. 1 pkt 8 lit a – dot. Art. 26 ust. 1a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	TAURON Energia S.A. Polska	Proponowane jest zwiększenie liczby morskich farm wiatrowych mogących ubiegać się o prawo do pokrycia ujemnego salda z 2 do 3, mając na względzie kluczowe parametry projektów w wydanych PSzW.	W art. 1 pkt 8 lit a w zakresie dodawanego w art. 26 ust. 1a otrzymuje brzmienie: „1a. Wytwórca może ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w niniejszym rozdziale w odniesieniu do trzech morskich farm wiatrowych, zlokalizowanych w granicach tego samego obszaru określonego w załączniku nr 2 do ustawy. W przypadku gdy wszystkie morskie farmy wiatrowe wygrały tę samą aukcję przepisu art. 3a nie stosuje się.”.	Uwaga nieuwzględniona Brak jest ekonomicznego uzasadnienia dla przyznania wytwórcy prawa do pokrycia ujemnego salda w odniesieniu do trzech morskich farm wiatrowych. Przyjęcie takiej propozycji będzie prowadziło do negatywnego wpływu na środowisko, np. zwiększenie liczby kabli podmorskich. Ponadto, art. 7 ust. 2 ustawy offshore wind umożliwia budowę i oddawanie morskiej farmy wiatrowej etapami.
32.	Art. 1 pkt 8 lit a – dot. Art. 26 ust. 1c ustawy z dnia	RWE Offshore Wind Poland	W celu zapewnienia spójności i efektywności przepisów ustawy o promowaniu wytwarzania energii	Wykreślenie drugiego zdania projektowanego przepisu:	Uwaga nieuwzględniona

17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych			elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, konieczne jest usunięcie z projektowanego art. 26 ust. 1c drugiego zdania: "Przepisów art. 3a nie stosuje się." Wyłączenie stosowania art. 3a, stoi w bezpośredniej sprzeczności z istotą zmiany wprowadzonej w ust. 1c, mającej na celu umożliwienie efektywnego wykorzystania zasobów mocowych z obszarów przeznaczonych pod morskie farmy wiatrowe. Artykuł 3a, który umożliwia wspólną infrastrukturę wyprowadzenia mocy dla więcej niż jednej morskiej farmy wiatrowej, jest kluczowy dla optymalizacji wykorzystania zasobów i uniknięcia duplikacji infrastruktury. Wykluczenie jego stosowania w przypadku ujętym w ust. 1c uniemożliwia wykorzystanie istniejącej infrastruktury przez drugą farmę wiatrową, co jest nieefektywne i generuje zbędne koszty. Ponadto, wyłączenie to jest sprzeczne z podstawową zasadą racjonalności działań wyrażoną w art. 3a ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, która nakazuje prowadzenie działań na obszarach morskich w sposób racjonalny, z uwzględnieniem konieczności osiągnięcia lub utrzymania dobrego stanu środowiska morskiego. Wspólne korzystanie z infrastruktury wyprowadzenia mocy, zgodnie z projektowanym art. 3a, prowadzi do zmniejszenia kosztów inwestycyjnych i operacyjnych, co jest korzystne zarówno dla inwestorów, jak i dla odbiorców końcowych energii. Ograniczy to również potrzebę budowy odrębnej infrastruktury i	„1c. Wytwórca, któremu przyznano prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3, może ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w niniejszym rozdziale w odniesieniu do drugiej morskiej farmy wiatrowej, zlokalizowanej w granicach tego samego obszaru określonego w załączniku nr 1 do ustawy.”Przepisów art. 3a nie stosuje się.	Każdy inwestor musi w ofercie aukcyjnej uwzględnić wyprowadzenie mocy. W decyzji KE SA.55940 (2021/N) zatwierdzającej system wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej w Polsce wprost wskazano, że wsparcie w ramach I i II fazy systemu wsparcia zostanie przyznane jako pomoc operacyjna dla projektów MFW wraz z zespołem urządzeń do wyprowadzenia mocy. Wykorzystanie wyprowadzenia mocy z I fazy do projektów II fazy powodowałoby fikcję inwestycyjną w ofercie i nadmiarowe wsparcie dla takiego projektu. Wykreślenie wyłączenia z art. 3a mogłoby być rozważone jedynie w przypadku wprowadzenia przepisów korygujących w dół cenę ofertową projektu, który wygrał aukcję i chce realizować projekt na podstawie art. 3a ustawy offshore wind.

			tym samym zminimalizuje ingerencję w środowisko morskie. Umożliwienie stosowania art. 3a w przypadku opisanym ust. 1c zachęci do dodatkowych inwestycji na obszarach, na których są umiejscowione projekty z I fazy, co przyspieszy rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce. W konsekwencji, wykreślenie zdania "Przepisów art. 3a nie stosuje się." z ust. 1c jest niezbędne dla zapewnienia spójności przepisów, optymalizacji wykorzystania infrastruktury, ograniczenia wpływu na środowisko oraz ułatwienia rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce, a także zachowania zgodności z zasadą racjonalności działań na obszarach morskich.		
33.	Art. 1 pkt 8 lit a – dot. Art. 26 ust. 1c ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PSEW	W celu zapewnienia spójności i efektywności przepisów ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, konieczne jest usunięcie z projektowanego art. 26 ust. 1c drugiego zdania: "Przepisów art. 3a nie stosuje się." Wyłączenie stosowania art. 3a, stoi w bezpośredniej sprzeczności z istotą zmiany wprowadzonej w ust. 1c, mającej na celu umożliwienie efektywnego wykorzystania zasobów mocowych z obszarów przeznaczonych pod morskie farmy wiatrowe. Artykuł 3a, który umożliwia wspólną infrastrukturę wyprowadzenia mocy dla więcej niż jednej morskiej farmy wiatrowej, jest kluczowy dla optymalizacji wykorzystania zasobów i uniknięcia duplikacji infrastruktury. Wykluczenie jego stosowania w przypadku ujętym w ust. 1c uniemożliwia wykorzystanie istniejącej	Art. 26 ust. 1c otrzymuje brzmienie: „1c. Wytwórca, któremu przyznano prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3, może ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w niniejszym rozdziale w odniesieniu do drugiej morskiej farmy wiatrowej, zlokalizowanej w granicach tego samego obszaru określonego w załączniku nr 1 do ustawy.”	Uwaga nieuwzględniona Każdy inwestor musi w ofercie aukcyjnej uwzględnić wyprowadzenie mocy. W decyzji KE SA.55940 (2021/N) zatwierdzającej system wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej w Polsce wprost wskazano, że wsparcie w ramach I i II fazy systemu wsparcia zostanie przyznane jako pomoc operacyjna dla projektów MFW wraz z zespołem urządzeń do wyprowadzenia mocy. Wykorzystanie wyprowadzenia mocy z I fazy do projektów II fazy powodowałoby fikcję inwestycyjną w ofercie i nadmiarowe wsparcie dla takiego projektu. Wykreślenie wyłączenia z art. 3a mogłoby być rozważone jedynie w przypadku wprowadzenia przepisów korygujących w dół cenę ofertową projektu, który wygrał aukcję a chce realizować projekt na podstawie art. 3a ustawy offshore wind.

			infrastruktury przez drugą farmę wiatrową, co jest nieefektywne i generuje zbędne koszty. Ponadto, wyłączenie to jest sprzeczne z podstawową zasadą racjonalności działań wyrażoną w art. 3a ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, która nakazuje prowadzenie działań na obszarach morskich w sposób racjonalny, z uwzględnieniem konieczności osiągnięcia lub utrzymania dobrego stanu środowiska morskiego. Wspólne korzystanie z infrastruktury wyprowadzenia mocy, zgodnie z projektowanym art. 3a, prowadzi do zmniejszenia kosztów inwestycyjnych i operacyjnych, co jest korzystne zarówno dla inwestorów, jak i dla odbiorców końcowych energii. Ograniczy to również potrzebę budowy odrębnej infrastruktury i tym samym zminimalizuje ingerencję w środowisko morskie. Umożliwienie stosowania art. 3a w przypadku opisanym ust. 1c zachęci do dodatkowych inwestycji na obszarach, na których są umiejscowione projekty z I fazy, co przyspieszy rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce. W konsekwencji, wykreślenie zdania "Przepisów art. 3a nie stosuje się." z ust. 1c jest niezbędne dla zapewnienia spójności przepisów, optymalizacji wykorzystania infrastruktury, ograniczenia wpływu na środowisko oraz ułatwienia rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce, a także zachowania zgodności z zasadą racjonalności działań na obszarach morskich.	

34.	Art. 1 pkt 8 lit. a i d - dot. art. 26 ust. 1b pkt 2 oraz art. 26 ust. 5a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Equinor i Polenergia	Proponowane brzmienie art. 26 ust. 1b pkt 1 zmienianej ustawy dotyczy ograniczenia mocy zainstalowanej mniejszej z dwóch morskich farm wiatrowych zlokalizowanych w granicach tego samego obszaru. Zgodnie z propozycją moc mniejszej farmy nie może być niższa niż 25% maksymalnej mocy zainstalowanej wynikającej z pozwolenia na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń (dalej: PSZW) wydanego dla przedsięwzięcia zlokalizowanego w granicach danego obszaru. Moce zainstalowane morskich farm wiatrowych, dla których wydano PSZW na polskich obszarach morskich, są mocno zróżnicowane. Najmniejsza z nich ma moc zainstalowaną równą 210 MW, największa z kolei: 1560 MW. Wprowadzenie zatem zasady, zgodnie z którą mniejsza z dwóch farm w przypadku złożenia dwóch ofert z jednego obszaru musi mieć przynajmniej 25% mocy zainstalowanej wynikającej z PSZW, mogłoby doprowadzić do niekorzystnej z punktu widzenia zagospodarowania obszarów morskich sytuacji, w której najmniejsza morska farma wiatrowa na polskim Bałtyku mogłaby mieć moc 52,5 MW. Zgodnie z uzasadnieniem projektu ustawy proponowane rozwiązanie (ograniczenie mocy mniejszej z dwóch farm) ma z kolei właśnie zapobiec rozdrobnieniu w zakresie morskich farm wiatrowych, czyli przyczynić się do racjonalnego zagospodarowania polskich obszarów morskich. Biorąc powyższe pod uwagę proponujemy wskazanie w art. 1 pkt 8 lit. a ustawy zmieniającej, że mniejsza z dwóch morskich	1. Nadanie nowego brzmienia art. 1 pkt 8 lit. a ustawy zmieniającej, w zakresie art. 26 ust. 1b pkt 2 ustawy zmienianej: „2) moc zainstalowana mniejszej morskiej farmy wiatrowej <u>nie może być niższa niż 210 MW.</u>” 2. Uzupełnienie brzmienia art. 1 pkt 8 lit. d ustawy zmieniającej: „5a. W przypadkach, o których mowa w ust. 1a i 1c wytwórca zamiast dokumentów wskazanych w ust. 5 pkt <u>1</u>, 2, 3 i 8 może dołączyć tożsame dokumenty dla całego obszaru wskazanego w załączniku 1 lub 2 do ustawy, na którym będzie zlokalizowana dana morska farma wiatrowa, o ile uwzględniają moc zainstalowaną elektryczną obu morskich farm wiatrowych zlokalizowanych na tym obszarze. Mapa, o której mowa w ust. 5 pkt 8, musi precyzyjnie wskazywać granice obu morskich farm wiatrowych.”	Uwaga nieuwzględniona W przepisie projektowanego art. 26 ust. 1b pkt 2 ustawy offshore wind wprowadzono zmiany doprecyzowujące wynikające z uwagi Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Ponadto uzupełnienie art. 26 ust. 5a o dokument, o którym mowa w art. 26 ust. 5 pkt 1 ustawy offshore wind jest niezasadne. Każda z wydzielonych morskich farm wiatrowych musi móc funkcjonować niezależnie, dlatego wstępne warunki przyłączenia lub umowa przyłączeniowa musi obejmować każdą farmę wiatrową oddzielnie.

			farm wiatrowych nie może mieć mocy niższej niż 210 MW. Naszym zdaniem takie rozwiązanie pozwoli projektowanej ustawie wypełnić założenie racjonalnego zagospodarowania obszarów morskich oraz zapobiegnie zjawisku możliwego ich rozdrobnienia, jakie słusznie zostało zdiagnozowane w uzasadnieniu projektu. Ponadto wskazujemy, że naszym zdaniem katalog wspólnych dokumentów składanych przy przekwalifikacji dwóch morskich farm wiatrowych zlokalizowanych w granicach tego samego obszaru powinien zostać uzupełniony o dokument, o którym mowa w art. 26 ust. 5 pkt 1 ustawy offshore.		
35.	Art. 1 pkt 8 lit. d – dot. art. 26 ust. 5a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Izba Gospodarcza Gazownictwa	Sformułowanie „precyzyjnie” jest zwrotem nazbyt niedookreślonym i pozwalającym na zbyt duży margines ocenności i dowolności interpretacyjnej. Każdorazowo można powołać się na odmowę niedostatecznego sprecyzowania granic morskich farm wiatrowych, stąd uzasadnionym jest odstąpienie od zastosowania owego wątpliwego interpretacyjnie pojęcia i usunięcie z przepisu marginesu na dowolność oceny. Pozostawienie odwołania jedynie do granic farm wiatrowych w pełni koreluje z intencjami ustawodawcy a jednocześnie minimalizuje ryzyko związane z nadmierną dowolnością interpretacyjną przepisu.	W przypadkach, o których mowa w ust. 1a i 1c wytwórca zamiast dokumentów wskazanych w ust. 5 pkt 2, 3 i 8 może dołączyć tożsame dokumenty dla całego obszaru wskazanego w załączniku 1 lub 2 do ustawy, na którym będzie zlokalizowana dana morska farma wiatrowa, o ile uwzględniają moc zainstalowaną elektryczną obu morskich farm wiatrowych zlokalizowanych na tym obszarze. Mapa, o której mowa w ust. 5 pkt 8, musi ~~precyzyjnie~~ wskazywać granice obu morskich farm wiatrowych.”,	Uwaga nieuwzględniona Zgodnie z linią orzecniczą powinna zachodzić zgodność granic pomiędzy lokalizacją morskiej farmy wiatrowej określoną we wniosku a danym akwenem określonym w załączniku 2 do ustawy offshore wind. Przykładowo zgodnie z wyrokiem Naczelnego Sądu Administracyjnego z dnia 7 marca 2023 r., III OSK 2403/22 <i>nie można zgodzić się ze stanowiskiem, że nie musi wystąpić zgodność pomiędzy lokalizacją wskazaną we wniosku a danym akwenem z załącznika nr 2, tzn. zajęciem przez inwestycję danego akwenu w wyznaczonych granicach zgodnie ze wskazanymi współrzędnymi, lecz możliwe jest umiejscowienie inwestycji w sposób nie przekraczający wyznaczonych współrzędnymi granic, co może się wiązać z pozostawieniem pewnych obszarów niezagospodarowanymi. Pozostawienie obszarów niezagospodarowanymi jest</i>

					sprzeczne z celem ustawy obejmującym racjonalne wykorzystanie całego terytorium obszarów morskich przeznaczonych na farmy wiatrowe ze względu na ograniczoną wielkość tych obszarów morskich należących do zasobów środowiska. W świetle wyroku Naczelnego Sądu Administracyjnego z dnia 7 marca 2023 r., III OSK 2307/22 oraz III OSK 2293/22 zwrot "odpowiadać" użyty w art. 106 ustawy z 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (t.j. Dz. U. 2021, poz. 234 ze zm.), należy rozumieć, w ten sposób, że lokalizacja określona we wniosku o wydanie pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich dla przedsięwzięcia polegającego na budowie morskiej farmy wiatrowej oraz obszary określone w załączniku nr 2 do ustawy powinny być takie same, a w przypadku jeśli nie zachodzi taka tożsamość, postępowanie podlega umorzeniu, co potwierdza wykładnia literalna i względy wykładni systemowej i funkcjonalnej. Podobnie w wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z dnia 14 marca 2023 r., III OSK 1973/22, Sąd stwierdził, że planowane przedsięwzięcie nie może zarówno wykraczać poza granice tego akwenu przewidzianego w załączniku nr 2, jak również pozostawiać części tego akwenu w formie niezagospodarowanej. Dokonując wykładni systemowej przepisów ustawy offshore oraz przepisów art. 1 pkt 2 i art. 3 ustawy z 6

					lipca 2001 r. o zachowaniu narodowego charakteru strategicznych zasobów naturalnych kraju i ustawy z 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, należy przyjąć, że celem nadrzędnym wynikającym z treści art. 106 ustawy offshore jest ochrona interesu publicznego związanego z racjonalnym wykorzystaniem obszarów przeznaczonych na wznoszenie lub wykorzystanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich.
36.	Art. 1 pkt 9 lit. c – dot. art. 27 ust. 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	RWE Offshore Wind Poland	Poprawka legislacyjna; błędne odesłanie	Termin ważności wstępnego zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w ust. 2a, wynosi 12 miesięcy od dnia jego wydania.	Uwaga uwzględniona
37.	Art. 1 pkt 9 lit. c – dot. art. 27 ust. 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PSEW	Poprawka legislacyjna; błędne odesłanie	Termin ważności wstępnego zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w ust. 2a, wynosi 12 miesięcy od dnia jego wydania.	Uwaga uwzględniona
38.	Art. 1 pkt 9 lit. c – dot. art. 27 ust. 7 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii	PSEW	Zgodnie z proponowanymi przepisami, w przypadku braku przedłożenia decyzji środowiskowej, wytwórca może uzyskać wstępne zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji. Z kolei po przedłożeniu decyzji środowiskowej, PURE ponownie miałby oceniać wnioski o zaświadczenie o	Nie ma potrzeby ponownej oceny formalnej <u>całego</u> wniosku o zaświadczenie, ponieważ wytwórca jest zobowiązany dostarczyć tylko jeden dokument. Wobec tego postuluje się o zmianę brzmienia przepisu, aby Prezes	Uwaga nieuwzględniona Prezes URE powinien mieć możliwość weryfikacji zgodności decyzji środowiskowej z pozostałymi dokumentami wymaganymi do wydania zaświadczenia o

	elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		dopuszczeniu do aukcji, aby wydać docelowe zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji.	URE dokonywał jedynie weryfikacji zgodności nowego dokumentu. Proponuje się następujące brzmienie art. 27 ust. 7: „7. Prezes URE w terminie 14 dni od uzupełnienia przez wytwórcę wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji o dokument, o którym mowa w art. 26 ust. 5 pkt 2, dokonuje weryfikacji zgodności: 1) podmiotowej w dokumencie wskazanym w art. 26 ust. 5 pkt 2, w szczególności w zakresie zgodności z Krajowym Rejestrem Sądowym lub innymi dokumentami rejestrowymi stanowiącymi podstawę do wpisu w takim rejestrze; 2) w zakresie tego, czy moc zainstalowana elektryczna morskiej farmy wiatrowej wskazana w dokumencie, o którym mowa w art. 26 ust. 5 pkt 2 nie jest niższa od mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej, o której mowa w art. 26 ust. 4 pkt 2. 3) w zakresie tego, czy obszar wskazany w dokumencie, o którym mowa w art. 26 ust. 5 pkt 2 zawiera się co najmniej w obszarze wskazanym w dokumencie, o którym mowa w art. 26 ust. 5 pkt 3, - i wydaje zaświadczenie o dopuszczeniu do udziału w aukcji albo odmawia jego wydania. Przepisy art. 27 ust. 2 i 4 stosuje się.”	dopuszczeniu do aukcji. Nie jest celowe i poprawne legislacyjnie wymienienie tylko niektórych przesłanek, pod jakimi przebiega weryfikacja.
39.	Art. 1 pkt 9 lit. c – dot. art. 27 ust. 7 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu	GK ORLEN	Zgodnie z proponowanymi przepisami, w przypadku braku przedłożenia decyzji środowiskowej, wytwórca może uzyskać wstępne zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji. Z kolei po przedłożeniu decyzji	Nie ma potrzeby ponownej oceny formalnej całego wniosku o zaświadczenie, ponieważ wytwórca jest zobowiązany dostarczyć tylko jeden dokument. Wobec tego postuluje się o	Uwaga nieuwzględniona Prezes URE powinien mieć możliwość weryfikacji zgodności decyzji środowiskowej z pozostałymi

	wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		środowiskowej, PURE ponownie miałyby oceniać wnioski o zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, aby wydać docelowe zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji.	zmianę brzmienia przepisu, aby Prezes URE dokonywał jedynie weryfikacji zgodności nowego dokumentu. Proponuje się następujące brzmienie art. 27 ust. 7: „7. Prezes URE w terminie 14 dni od uzupełnienia przez wytwórcę wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji o dokument, o którym mowa w art. 26 ust. 5 pkt 2, dokonuje weryfikacji zgodności: 1) podmiotowej w dokumencie wskazanym w art. 26 ust. 5 pkt 2, w szczególności w zakresie zgodności z Krajowym Rejestrem Sądowym lub innymi dokumentami rejestrowymi stanowiącymi podstawę do wpisu w takim rejestrze; 2) w zakresie tego, czy moc zainstalowana elektryczna morskiej farmy wiatrowej wskazana w dokumencie, o którym mowa w art. 26 ust. 5 pkt 2 nie jest niższa od mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej, o której mowa w art. 26 ust. 4 pkt 2. 3) w zakresie tego, czy obszar wskazany w dokumencie, o którym mowa w art. 26 ust. 5 pkt 2 zawiera się co najmniej w obszarze wskazanym w dokumencie, o którym mowa w art. 26 ust. 5 pkt 3, - i wydaje zaświadczenie o dopuszczeniu do udziału w aukcji albo odmawia jego wydania. Przepisy art. 27 ust. 2 i 4 stosuje się.”.	dokumentami wymaganymi do wydania zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji. Nie jest celowe i poprawne legislacyjnie wymienienie tylko niektórych przesłanek, pod jakimi przebiega weryfikacja.
40.	Art. 1 pkt 11 lit. a – dot. art. 30 ust. 1 i 8 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o	Izba Gospodarcza Gazownictwa	W ramach przedmiotowego przepisu doszło do istotnego, praktycznie 6-krotnego skrócenia terminu na umieszczenie ogłoszenia o aukcji w Biuletynie Informacji Publicznej, jak	Proponowane jest wydłużenie okresu co najmniej do 3 miesięcy, zaś optymalnie przywrócenie postanowienia do wersji pierwotnej tj. 6 miesięcznego okresu.	Uwaga uwzględniona częściowo Wprowadzono zmianę, dzięki której termin przeprowadzenia sesji aukcji

	promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		również regulaminu aukcji. Rzecz jasna podmiot zgłaszający uwagę przyjmuje uzasadnienie nowelizacji ustawodawcy co do skutecznego prowadzenia aukcji jakkolwiek należy zwrócić uwagę, że tak istotne skrócenie terminu może w istocie utrudnić należyty udział w aukcji, a tym samym doprowadzić do zmniejszenia ilości osób zainteresowanych uczestnictwem, co negatywnie może przełożyć się na realizację założeń przyświecających ustawodawcy na etapie nowelizacji aktu prawnego.		będzie ogłaszany wcześniej niż pozostałe wymagania aukcji. Jednocześnie należy zauważyć, że 30-dniowy termin jest terminem tożsamym z terminem dla innych instalacji OZE, dla których jest on wystarczający na przygotowanie ofert. Ponadto jest to termin minimalny a nie maksymalny.
41.	Art. 1 pkt 11 lit. a – dot. art. 30 ust. 1 i 8 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PSEW	Zdaniem branży kluczowe jest zabezpieczenie możliwości odbycia się aukcji w 2025 roku. Aukcja w 2025 r. znajduje się na krytycznej ścieżce pod względem gotowości przynajmniej trzech oferentów do udziału, w tym uzyskania zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji. Rozumiemy, że ogłoszenie o aukcji, zgodnie z obowiązującymi przepisami, może być trudne z uwagi na trwające prace legislacyjne (które jednak powinny jak najszybciej zostać sfinalizowane), jednak 30 dni to za krótki termin na przygotowanie do aukcji. Proponujemy ustalenie terminu aukcji w ustawie na okres 8-31 grudnia 2025 r. oraz ustalenie terminu na ogłoszenie aukcji – najpóźniej do dnia 30 września 2025 r. Według projektu, Prezes URE zamieszcza ogłoszenie o aukcji w Biuletynie Informacji Publicznej URE najpóźniej na 30 dni przed jej rozpoczęciem (zamiast obecnych 6 miesięcy.) Zmiana ta nie dotyczy jedynie aukcji w 2025 r., ale również przyszłych aukcji. Modyfikacja terminu sprawia, że inwestorzy do ostatniej chwili mogą pozostawać w niepewności co do terminu aukcji.	1. Proponuje się wykreślenie art. 1 pkt 11 lit. a ustawy zmieniającej. 2. Proponuje się w art. 13 ust. 1, aby pkt 1 i 2 otrzymały numery 3 i 4 oraz dodanie nowych pkt 1 i 2 w brzmieniu: „1) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, zwany dalej „Prezesem URE”, zamieszcza ogłoszenie o aukcji w Biuletynie Informacji Publicznej oraz ustala regulamin aukcji nie później niż dnia 30 września 2025 r.; 2) w ogłoszeniu, o którym mowa w pkt 1, Prezes URE ustala termin przeprowadzenia sesji aukcji przypadający na okres między 8 grudnia a 31 grudnia 2025 r”.	Uwaga uwzględniona częściowo Wprowadzono zmianę, dzięki której termin przeprowadzenia sesji aukcji będzie ogłaszany wcześniej niż pozostałe wymagania aukcji. Jednocześnie należy zauważyć, że 30-dniowy termin jest terminem tożsamym z terminem dla innych instalacji OZE, dla których jest on wystarczający na przygotowanie ofert. Ponadto jest to termin minimalny a nie maksymalny.

			Biorąc pod uwagę zakres dokumentów, jaki każdy projekt musi przygotować do konkretnej aukcji, a także proces decyzyjny podejmowany przez inwestorów zarówno w przedmiocie samego przystąpienia do aukcji, jak i zbudowania konkurencyjnej oferty, naszym zdaniem termin 6 miesięcy nie powinien ulec zmianie. W tym miejscu zwracamy uwagę, że samo pozyskanie zabezpieczenia finansowego w postaci gwarancji oceniamy na około 3 miesiące. Dodatkowo wskazujemy, że naszym zdaniem okres prekwalfikacji (rozumiany jako czas pomiędzy ogłoszeniem aukcji, a jej przeprowadzeniem) powinien być na tyle długi, aby w przypadku popełnienia błędów natury formalnej, udało się te błędy poprawić, a następnie w terminie złożyć kolejny wniosek, który będzie jeszcze możliwy do rozpatrzenia przed planowaną aukcją. O ile rozumiemy, że aukcja roku 2025 wymaga szczególnej regulacji z uwagi na krótki czas na jej ogłoszenie w kontekście prowadzonych prac legislacyjnych, to już kolejne zaplanowane aukcje zdają się nie być obarczone takimi wyzwaniami. Dlatego też proponujemy pozostawienie zasady generalnej w takim kształcie, jak obecnie obowiązująca (termin ogłoszenia aukcji i wydania regulaminu najpóźniej 6 miesięcy przed aukcją) i jednocześnie proponujemy uzupełnienie art. 13 ustawy zmieniającej o dodatkowy przepis, zgodnie z którym aukcja w roku 2025 odbędzie się w grudniu, a jej konkretna data i regulamin aukcji zostaną ogłoszone przez Prezesa URE najpóźniej 30 września 2025 r.		
42.	Art. 1 pkt 11 lit. a – dot. art. 30 ust. 1 i 8 ustawy z	PGE S.A.	Termin 30 dni na ogłoszenie daty aukcji oraz treści regulaminu aukcji jest zbyt krótki na przygotowanie się inwestorów do	W art. 1 pkt 11 projektu ustawy: 1) lit. a otrzymuje brzmienie (zmiana dot. art. 30 ust. 1):	Uwaga uwzględniona częściowo

	dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		aukcji, wymagane procesy decyzyjne i spełnienie wymogów formalnych zawartych w regulaminie, w tym w szczególności w zakresie formy zabezpieczenia. W tym miejscu zwracamy uwagę, że samo pozyskanie zabezpieczenia finansowego w postaci gwarancji oceniamy na około 3 miesiące, zatem minimalny termin na ogłoszenie terminu aukcji, regulaminu oraz sposobu złożenia zabezpieczenia nie powinien być krótszy. Jednocześnie z uwagi skomplikowaną materię i wymagania, jakie mogą być oczekiwane od wytwórców dla udokumentowania kryteriów niecenowych, termin 6 miesięcy nie powinien ulec zmianie w ramach aukcji 2027 – 2031. Wobec powyższego, proponujemy pozostawienie zasady generalnej w takim kształcie, jak obecnie obowiązująca (termin ogłoszenia aukcji i wydania regulaminu najpóźniej 6 miesięcy przed aukcją), natomiast w zakresie aukcji w 2025 r. i aukcji interwencyjnej planowanej w 2026 r. termin ten incydentalnie powinien wynosić minimum 3 miesiące.	„a) ust. 1 otrzymuje brzmienie: „Prezes URE zamieszcza ogłoszenie o aukcji w Biuletynie Informacji Publicznej URE nie później niż 6 miesięcy przed dniem jej rozpoczęcia. W przypadku aukcji w roku 2025 oraz aukcji interwencyjnej w 2026 r. Prezes URE zamieszcza ogłoszenie o aukcji w Biuletynie Informacji Publicznej URE nie później niż 3 miesiące przed dniem ich rozpoczęcia.”; 2) dodaje się lit. e w brzmieniu (zmiana dot. art. 30 ust. 8): „e) ust. 8 otrzymuje brzmienie: „8. Prezes URE ustala regulamin aukcji nie później niż 6 miesięcy przed dniem jej rozpoczęcia. W przypadku aukcji w roku 2025 oraz aukcji interwencyjnej w 2026 roku Prezes URE ustala regulamin aukcji później niż 3 miesiące przed dniem ich rozpoczęcia.”	Wprowadzono zmianę, dzięki której termin przeprowadzenia sesji aukcji będzie ogłaszany wcześniej niż pozostałe wymagania aukcji. Jednocześnie należy zauważyć, że 30-dniowy termin jest terminem tożsamym z terminem dla innych instalacji OZE, dla których jest on wystarczający na przygotowanie ofert. Ponadto jest to termin minimalny a nie maksymalny.
43.	Art. 1 pkt 11 lit. a - dot. art. 30 ust. 1 i 8 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Termin 30 dni na ogłoszenie daty aukcji oraz treści regulaminu aukcji jest zbyt krótki na przygotowanie się inwestorów do aukcji, wymagane procesy decyzyjne i spełnienie wymogów formalnych zawartych w regulaminie, w tym w szczególności w zakresie formy zabezpieczenia. W tym miejscu zwracamy uwagę, że samo pozyskanie zabezpieczenia finansowego w postaci gwarancji oceniamy na około 3 miesiące, zatem minimalny termin na ogłoszenie terminu aukcji, regulaminu oraz sposobu złożenia zabezpieczenia nie powinien być krótszy. Jednocześnie z uwagi skomplikowaną materię i wymagania, jakie mogą być	W art. 1 pkt 11 projektu ustawy: 1) lit. a otrzymuje brzmienie (zmiana dot. art. 30 ust. 1): „a) ust. 1 otrzymuje brzmienie: „Prezes URE zamieszcza ogłoszenie o aukcji w Biuletynie Informacji Publicznej URE nie później niż 6 miesięcy przed dniem jej rozpoczęcia. W przypadku aukcji w roku 2025 oraz aukcji interwencyjnej w 2026 r. Prezes URE zamieszcza ogłoszenie o aukcji w Biuletynie Informacji Publicznej URE nie później niż 3 miesiące przed dniem ich rozpoczęcia.”; 2) dodaje się lit. e w brzmieniu (zmiana dot. art. 30 ust. 8):	Uwaga uwzględniona częściowo Wprowadzono zmianę, dzięki której termin przeprowadzenia sesji aukcji będzie ogłaszany wcześniej niż pozostałe wymagania aukcji. Jednocześnie należy zauważyć, że 30-dniowy termin jest terminem tożsamym z terminem dla innych instalacji OZE, dla których jest on wystarczający na przygotowanie ofert. Ponadto jest to termin minimalny a nie maksymalny.

			oczekiwane od wytwórców dla udokumentowania kryteriów niecenowych, termin 6 miesięcy nie powinien ulec zmianie w ramach aukcji 2027 – 2031. Wobec powyższego, proponujemy pozostawienie zasady generalnej w takim kształcie, jak obecnie obowiązująca (termin ogłoszenia aukcji i wydania regulaminu najpóźniej 6 miesięcy przed aukcją), natomiast w zakresie aukcji w 2025 r. i aukcji interwencyjnej planowanej w 2026 r. termin ten incydentalnie powinien wynosić minimum 3 miesiące.	„e) ust. 8 otrzymuje brzmienie: „8. Prezes URE ustala regulamin aukcji nie później niż 6 miesięcy przed dniem jej rozpoczęcia. W przypadku aukcji w roku 2025 oraz aukcji interwencyjnej w 2026 roku Prezes URE ustala regulamin aukcji w później niż 3 miesiące przed dniem ich rozpoczęcia.”	
44.	Art. 1 pkt 11 lit. a - dot. art. 30 ust. 1 i 8 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	GK ORLEN	Według zmienionego przepisu, Prezes URE zamieszcza ogłoszenie o aukcji w Biuletynie Informacji Publicznej URE najpóźniej na 30 dni przed jej rozpoczęciem (zamiast obecnych 6 miesięcy.) Modyfikacja terminu sprawia, że inwestorzy do ostatniej chwili mogą pozostawać w niepewności co do terminu aukcji. Ryzyko jest szczególnie dostrzegalne w przypadku aukcji 2025 r., która znajduje się na krytycznej ścieżce pod względem gotowości przynajmniej trzech oferentów do udziału, w tym uzyskania zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji. Aby ograniczyć ryzyko, ogłoszenia aukcji np. w sierpniu na wrzesień br. co skutkuje realnym zagrożeniem braku wystarczającej ilości projektów na aukcję, powinna ona zostać określona ustawowo na grudzień, co pozwoli inwestorom na skupieniu się jedynie na przygotowywaniu do aukcji, mając z góry określony czas, bez zbędnych spekulacji oraz niepewności co do terminu aukcji.	Postuluje się wprowadzenie przepisu przejściowego, który wprost wskaże, że pierwszą aukcję offshore przeprowadza się grudniu 2025 r. (dokładny termin zostanie ogłoszony przez Prezesa URE). „Art. X. Data aukcji w 2025 r. przypada na okres między 8 grudnia, a 31 grudnia.”	Uwaga uwzględniona częściowo Wprowadzono zmianę, dzięki której termin przeprowadzenia sesji aukcji będzie ogłaszany wcześniej niż pozostałe wymagania aukcji. Jednocześnie należy zauważyć, że 30-dniowy termin jest terminem tożsamym z terminem dla innych instalacji OZE, dla których jest on wystarczający na przygotowanie ofert. Ponadto jest to termin minimalny a nie maksymalny.
45.	Art. 1 pkt 11 lit. a - dot. art. 30 ust. 1 i 8 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o	RWE Offshore Wind Poland	Z perspektywy inwestorów oraz w kontekście dążenia rządu do zapewnienia wysokiej frekwencji w aukcjach CfD, propozycja drastycznego skrócenia terminu na ogłoszenie aukcji i ustalenie	Postulujemy wykreślenie - rezygnację - ze zmiany nr 11 lit a: w art. 30:	Uwaga uwzględniona częściowo Wprowadzono zmianę, dzięki której termin przeprowadzenia sesji aukcji

	promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		regulaminu z 6 miesięcy do 30 dni przed jej rozpoczęciem jawi się jako wysoce problematyczna i potencjalnie szkodliwa. 30 dni jest terminem dalece niewystarczającym do kompleksowego przygotowania się do aukcji CfD dla MFW. Inwestorzy potrzebują czasu na przeprowadzenie szczegółowej analizy i opracowania założeń projektu oraz modelu biznesowego, ustanowienie zabezpieczenia finansowego, oraz przygotowanie wymaganej dokumentacji i zgód korporacyjnych. Tak krótki termin uniemożliwia rzetelne przygotowanie, zwiększając ryzyko niepowodzenia i zniechęcając potencjalnych uczestników. Opóźnienie ogłoszenie aukcji jak i publikacji jej regulaminu przekłada się na zwiększoną niepewność regulacyjną, osłabiając zaufanie inwestorów i podważając wiarygodność procesu aukcyjnego. Należy zwrócić uwagę, że zaproponowany nowy termin znacznie utrudnia także, jeśli nie uniemożliwia, realizację obowiązków ustawowych Prezesowi URE (np. ocena a art. 30 ust. 4) i niesie ryzyko także dla realizacji rządowego programu rozwoju MEW. Zbyt krótki termin na przygotowanie może skutkować niską frekwencją w aukcji lub brakiem ważnych ofert. To z kolei może doprowadzić do niepowodzenia aukcji i opóźnienia w realizacji strategicznych celów rządu w zakresie rozwoju morskiej energetyki wiatrowej. Nieudana aukcja będzie miała negatywny wpływ na wizerunek Polski jako kraju atrakcyjnego dla inwestycji w odnawialne źródła energii. To może zniechęcić potencjalnych inwestorów do angażowania się w przyszłe projekty i	w ust. 1 i 8 wyrazy „6 miesięcy” zastępuje się wyrazami „30 dni”;	będzie ogłaszany wcześniej niż pozostałe wymagania aukcji. Jednocześnie należy zauważyć, że 30-dniowy termin jest terminem tożsamym z terminem dla innych instalacji OZE, dla których jest on wystarczający na przygotowanie ofert. Ponadto jest to termin minimalny a nie maksymalny.

			podważyć wiarygodność rządu jako partnera. Obowiązujący 6-miesięczny termin jest z perspektywy inwestora bezwzględny minimum i poza przypadkiem ew. aukcji interwencyjnej w 2026 r. nie powinien być zmieniany.		
46.	Art. 1 pkt 11 lit. a - dot. art. 30 ust. 1 i 8 oraz art. 13 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Equinor i Polenergia	Zgodnie z obecnym brzmieniem tzw. ustawy offshore wind, Prezes URE zamieszcza ogłoszenie o aukcji w Biuletynie Informacji Publicznej oraz ustala regulamin aukcji nie później niż 6 miesięcy przed dniem jej rozpoczęcia. Proponowana zmiana ma na celu znaczące skrócenie obu tych terminów, tj. najpóźniej do 30 dni przed dniem rozpoczęcia aukcji. Mimo, że oba terminy wskazują najkrótszy możliwy okres pomiędzy ogłoszeniem a aukcją (tj. stanowią datę graniczną dla Prezesa URE, który może ogłosić aukcję także wcześniej), obawiamy się, że skorzystanie z nowego przepisu w jego krańcowej formie może faktycznie uniemożliwić przystąpienie do aukcji zainteresowanym uczestnikom, a co za tym idzie – znacząco utrudnić terminową realizację projektów i osiągnięcie celów energetycznych i klimatycznych Polski. Biorąc pod uwagę zakres dokumentów, jaki każdy projekt musi przygotować do konkretnej aukcji, a także proces decyzyjny podejmowany przez inwestorów zarówno w przedmiocie samego przystąpienia do aukcji, jak i zbudowania konkurencyjnej oferty, naszym zdaniem termin 6 miesięcy nie powinien ulec zmianie. W tym miejscu zwracamy uwagę, że samo pozyskanie zabezpieczenia finansowego w postaci gwarancji oceniamy na około 3 miesiące.	1. Wykreślenie art. 1 pkt 11 lit. a ustawy zmieniającej. 2. Dodanie nowego pkt 1 i 2 w art. 13 ustawy zmieniającej w brzmieniu: „1) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, zwany dalej „Prezesem URE”, zamieszcza ogłoszenie o aukcji w Biuletynie Informacji Publicznej oraz ustala regulamin aukcji nie później niż dnia 30 września 2025 r.; 2) w ogłoszeniu, o którym mowa w pkt 1, data aukcji w 2025 r. przypada na okres między 8 grudnia, a 31 grudnia;”	Uwaga uwzględniona częściowo Wprowadzono zmianę, dzięki której termin przeprowadzenia sesji aukcji będzie ogłaszany wcześniej niż pozostałe wymagania aukcji. Jednocześnie należy zauważyć, że 30-dniowy termin jest terminem tożsamym z terminem dla innych instalacji OZE, dla których jest on wystarczający na przygotowanie ofert. Ponadto jest to termin minimalny a nie maksymalny.

			Dodatkowo wskazujemy, że naszym zdaniem okres prekwalfikacji (rozumiany jako czas pomiędzy ogłoszeniem aukcji, a jej przeprowadzeniem) powinien być na tyle długi, aby w przypadku popełnienia błędów natury formalnej, udało się te błędy poprawić, a następnie w terminie złożyć kolejny wniosek, który będzie jeszcze możliwy do rozpatrzenia przed planowaną aukcją. Zwracamy w tym miejscu także uwagę, że proponowany przepis ma charakter zasady generalnej, tj. ma obowiązywać w przypadku każdej aukcji dla morskich farm wiatrowych, które odbędą się w przyszłości. O ile rozumiemy, że aukcja roku 2025 może być zagrożona ze względu na niewystarczającą liczbę ofert, a prowadzone zmiany legislacyjne mogą trwać jeszcze w czasie, kiedy na podstawie obowiązujących przepisów upływa termin na ogłoszenie aukcji, to już kolejne zaplanowane aukcje zdają się nie być obarczone takimi wyzwaniami. Dlatego też proponujemy pozostawienie zasady generalnej w takim kształcie, jak obecnie obowiązująca (termin ogłoszenia aukcji i wydania regulaminu najpóźniej 6 miesięcy przed aukcją) i jednocześnie proponujemy uzupełnienie art. 13 ustawy zmieniającej o dodatkowy przepis, zgodnie z którym aukcja w roku 2025 odbędzie się w grudniu, a jej konkretna data i regulamin aukcji zostaną ogłoszone przez Prezesa URE najpóźniej 30 września 2025 r.		
47.	Art. 1 pkt 11 lit. b – dot. art. 30 ust. 2 pkt 7 ustawy z dnia 17 grudnia 2020	RWE Offshore Wind Poland	Istotne, aby ogłoszenie informacji o terminie i sposobie złożenia dokumentu potwierdzającego ustanowienie zabezpieczenia nastąpiło ze stosownym wyprzedzeniem, a inwestor miał nadal		Uwaga wyjaśniona Przepisy projektu ustawy nie znoszą możliwości ustanowienia zabezpieczenia w formie gwarancji

	r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		realną swobodę wyboru formy zabezpieczenia z art. 5 (tj. kaucja lub gwarancja). O ile sama idea przedstawienia zabezpieczenia poprzez wspomnianą w uzasadnieniu do Projektu platformę nie budzi wątpliwości, to sugerowane ograniczenie formy tego zabezpieczenia, na przykład poprzez wyłączenie możliwości składania gwarancji bankowych, budzi poważne zastrzeżenia. Przy tak dużych mocach ofertowanych w aukcji dla morskiej energetyki wiatrowej, korzystanie z formy kaucji, która zwracana jest dopiero po realizacji wynikającego z ustawy obowiązku wytworzenia i wprowadzenia do sieci po raz pierwszy energii elektrycznej wytworzonej w MFW po uzyskaniu koncesji, stawia przed inwestorem znaczące wyzwanie związane z zamrażaniem środków finansowych, co nie ma miejsca w przypadku ustanawiania zabezpieczenia w formie gwarancji. Dodatkowo istotnym jest odpowiedni czas przedstawienia przez URE szczegółowych wymogów dotyczących formy zabezpieczenia. Stosowne wyprzedzenie, ok. 6-4 miesięcy wymagane jest celem zawarcia zgód korporacyjnych dot. wniesienia zabezpieczenia finansowego oraz przeprocesowanie ich ze stosownymi zewnętrznymi instytucjami finansowymi.		bankowych a jedynie obowiązek dołączenia potwierdzenia jego ustanowienia, w miejsce którego wytwórca będzie zobowiązany do złożenia oświadczenia, że przedsiębiorstwo nie znajduje się w trudnej sytuacji. W celu usunięcia ewentualnych wątpliwości wskazano to wyraźnie w uzasadnieniu do projektu.
48.	Art. 1 pkt 11 lit. b – dot. art. 30 ust. 2 pkt 7 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich	PSEW	Istotne, aby ogłoszenie informacji o terminie i sposobie złożenia dokumentu potwierdzającego ustanowienie zabezpieczenia nastąpiło ze stosownym wyprzedzeniem, a inwestor miał nadal realną swobodę wyboru formy zabezpieczenia z art. 5 (tj. kaucja lub gwarancja).		Uwaga wyjaśniona Przepisy projektu ustawy nie znoszą możliwości ustanowienia zabezpieczenia w formie gwarancji bankowych a jedynie obowiązek dołączenia potwierdzenia jego ustanowienia, w miejsce którego wytwórca będzie zobowiązany do złożenia oświadczenia, że

	farmach wiatrowych		O ile sama idea przedstawienia zabezpieczenia poprzez wspomnianą w uzasadnieniu do Projektu platformę nie budzi wątpliwości, to sugerowane ograniczenie formy tego zabezpieczenia, na przykład poprzez wyłączenie możliwości składania gwarancji bankowych, budzi poważne zastrzeżenia. Przy tak dużych mocach ofertowanych w aukcji dla morskiej energetyki wiatrowej, korzystanie z formy kaucji, która zwracana jest dopiero po realizacji wynikającego z ustawy obowiązku wytworzenia i wprowadzenia do sieci po raz pierwszy energii elektrycznej wytworzonej w MFW po uzyskaniu koncesji, stawia przed inwestorem znaczące wyzwanie związane z zamrażaniem środków finansowych, co nie ma miejsca w przypadku ustanawiania zabezpieczenia w formie gwarancji. Dodatkowo istotnym jest odpowiedni czas przedstawienia przez URE szczegółowych wymogów dotyczących formy zabezpieczenia. Stosowne wyprzedzenie, ok. 6-4 miesięcy wymagane jest celem zawarcia zgód korporacyjnych dot. wniesienia zabezpieczenia finansowego oraz przeprocesowanie ich ze stosownymi zewnętrznymi instytucjami finansowymi.		przedsiębiorstwo nie znajduje się w trudnej sytuacji. W celu usunięcia ewentualnych wątpliwości wskazano to wyraźnie w uzasadnieniu do projektu.
49.	Art. 1 pkt 11 lit. c – dot. art. 30 ust. 2a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	RWE Offshore Wind Poland	Dla inwestorów ważne jest wykluczenie niejasności co do punktu odniesienia dla informacji PSE o dostępnej maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych dla poszczególnych miejsc przyłączenia do sieci. Zaproponowane brzmienie przepisu nie precyzuje tego jednoznacznie, rodząc niepewność wśród inwestorów W celu wyeliminowania niejasności i zapewnienia inwestorom transparentności i przewidywalności, prosimy o doprecyzowanie brzmienia przepisu	Propozycja uzupełnienia przepisu: „2a. Operator systemu przesyłowego, na wniosek Prezesa URE, na potrzeby informacji, o której mowa w ust. 2 pkt 6, przekazuje informacje o dostępnej maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych dla poszczególnych miejsc przyłączenia do sieci. <u>Informacje te są przekazywane</u> na podstawie uzgodnionego przez Prezesa URE planu rozwoju przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem energii, o którym mowa w	Uwaga nieuwzględniona Proponowana zmiana treści przepisu jest nienormatywna i nie wnosi merytorycznych zmian. Odniesienie do planu rozwoju przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem energii jest wystarczające. Plan ten podlega konsultacjom z użytkownikami systemu oraz uzgodnieniu z Prezesem URE na podstawie art. 16 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne i jako taki powinien

			zgodnie z propozycją oraz wskazanie w uzasadnieniu, że punktem odniesienia dla wyznaczania tych informacji jest „<u>Scenariusz Dynamicznej Transformacji z uwolnieniem potencjału Offshore / SDO</u>” Planu rozwoju sieci przesyłowej, umożliwiający realizację harmonogramu aukcji, o którym mowa w art. 29 ust. 3. Proponowane uzupełnienie przepisu zapewni, że w przypadku scenariuszowego ujęcia kwestii rozwoju sieci dla MEW w planie rozwoju PSE, jak ma to miejsce w obecnie obowiązującym planie, przekazywane dane będą zgodne z ustawowym harmonogramem aukcji, umożliwiając w pełni realizację przyjętych ustawowo i strategicznie celów OZE.	art. 16 ustawy - Prawo energetyczne, <u>umożliwiającego realizację harmonogramu aukcji, o którym mowa w art. 29 ust. 3,</u> nie później niż w terminie 7 dni od dnia otrzymania wniosku.”	umożliwiać realizację harmonogramu aukcji. Ponadto uwagowany przepis nie jest właściwym miejscem do określenia zawartości planu rozwoju przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem energii.
50.	Art. 1 pkt 11 lit. c – dot. art. 30 ust. 2a	PSEW	Dla inwestorów ważne jest wykluczenie niejasności co do punktu odniesienia dla informacji PSE o dostępnej maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych dla poszczególnych miejsc przyłączenia do sieci. Zaproponowane brzmienie przepisu nie precyzuje tego jednoznacznie, rodząc niepewność wśród inwestorów W celu wyeliminowania niejasności i zapewnienia inwestorom transparentności i przewidywalności, prosimy o doprecyzowanie brzmienia przepisu zgodnie z propozycją oraz wskazanie w uzasadnieniu, że punktem odniesienia dla wyznaczania tych informacji jest „<u>Scenariusz Dynamicznej Transformacji z uwolnieniem potencjału Offshore / SDO</u>” Planu rozwoju sieci przesyłowej, umożliwiający realizację harmonogramu aukcji, o którym mowa w art. 29 ust. 3. Proponowane uzupełnienie przepisu zapewni, że w przypadku scenariuszowego ujęcia kwestii rozwoju sieci dla MEW w planie rozwoju PSE, jak ma to miejsce w	Propozycja uzupełnienia przepisu: „2a. Operator systemu przesyłowego, na wniosek Prezesa URE, na potrzeby informacji, o której mowa w ust. 2 pkt 6, przekazuje informacje o dostępnej maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych dla poszczególnych miejsc przyłączenia do sieci. <u>Informacje te są przekazywane</u> na podstawie uzgodnionego przez Prezesa URE planu rozwoju przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem energii, o którym mowa w art. 16 ustawy - Prawo energetyczne, <u>umożliwiającego realizację harmonogramu aukcji, o którym mowa w art. 29 ust. 3,</u> nie później niż w terminie 7 dni od dnia otrzymania wniosku.”	Uwaga nieuwzględniona Proponowana zmiana treści przepisu jest nienormatywna i nie wnosi merytorycznych zmian. Odniesienie do planu rozwoju przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem energii jest wystarczające. Plan ten podlega konsultacjom z użytkownikami systemu oraz uzgodnieniu z Prezesem URE na podstawie art. 16 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne i jako taki powinien umożliwiać realizację harmonogramu aukcji. Ponadto uwagowany przepis nie jest właściwym miejscem do określenia zawartości planu rozwoju przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem energii.

			obecnie obowiązującym planie, przekazywane dane będą zgodne z ustawowym harmonogramem aukcji, umożliwiając w pełni realizację przyjętych ustawowo i strategicznie celów OZE.		
51.	Art. 1 pkt 11 lit. c – dot. art. 30 ust. 2a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PGE S.A.	Zaproponowane brzmienie dodawanego ust. 2a w art. 30 uMEW może budzić wątpliwości interpretacyjne, w związku z tym konieczne jest jego przereformowanie tak, by z przepisu jasno wynikało, że w przypadku scenariuszowego ujęcia kwestii rozwoju sieci dla MEW w planie rozwoju PSE przekazywane dane będą zgodne z ustawowym harmonogramem aukcji, umożliwiając tym samym realizację przyjętych ustawowo i strategicznie celów OZE.	W art. 30 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych dodawany ust. 2a otrzymuje brzmienie: <i>„2a. Operator systemu przesyłowego, na wniosek Prezesa URE, na potrzeby informacji, o której mowa w ust. 2 pkt 6, przekazuje informacje o dostępnej maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych dla poszczególnych miejsc przyłączenia do sieci. Informacje te są przekazywane na podstawie uzgodnionego przez Prezesa URE planu rozwoju przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem energii, o którym mowa w art. 16 ustawy - Prawo energetyczne, umożliwiającego realizację harmonogramu aukcji, o którym mowa w art. 29 ust. 3, nie później niż w terminie 7 dni od dnia otrzymania wniosku.”</i>	Uwaga nieuwzględniona Proponowana zmiana treści przepisu jest nienormatywna i nie wnosi merytorycznych zmian. Odniesienie do planu rozwoju przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem energii jest wystarczające. Plan ten podlega konsultacjom z użytkownikami systemu oraz uzgodnieniu z Prezesem URE na podstawie art. 16 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne i jako taki powinien umożliwiać realizację harmonogramu aukcji. Ponadto uwagowany przepis nie jest właściwym miejscem do określenia zawartości planu rozwoju przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem energii.
52.	Art. 1 pkt 12 lit. a tiret drugie – dot. art. 31 ust. 4 pkt 8 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PSEW	Postulujemy modyfikację obowiązku składania przez inwestora oświadczenia o braku rozpoczęcia prac związanych z budową morskiej farmy wiatrowej, w rozumieniu art. 20 ust. 2. ustawy z dnia 17 grudnia 2020 roku o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych lub wyłączenie wprost sytuacji wspólnego wyprowadzenia mocy (lub posiadania wspólnej stacji transformatorowej) przez więcej niż jedną morską farmę wiatrową. W przypadku planu wspólnego wyprowadzenia mocy projekty będą zawierać umowy zabezpieczające wcześniej poniesione koszty związane z	Proponowane brzmienie art. 31 ust. 4 pkt 8: <i>„8) oświadczenie o braku rozpoczęcia prac związanych z budową morskiej farmy wiatrowej, w rozumieniu art. 20 ust. 2, przy czym brak rozpoczęcia prac nie dotyczy stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementów, w przypadku o którym mowa w art. 3a.”</i>	Uwaga uwzględniona częściowo Zgodnie z uwagą URE zdecydowano się na wprowadzenie warunku dotyczącego braku wytworzenia energii elektrycznej w danej morskiej farmie wiatrowej po raz pierwszy przed zakończeniem sesji aukcji.

			większą (dostosowaną pod więcej niż jedną MFW) infrastrukturą wyprowadzenia mocy. W takim przypadku może dochodzić do rozpoczęcia budowy MFW w rozumieniu przepisów ww. ustawy. Z jednej strony projektodawca wprowadza możliwość współdzielenia przyłączy przez więcej niż dwa projektu, natomiast z drugiej wprowadza obowiązek związany z oświadczeniem o braku rozpoczęcia prac związanych z budową MFW, co w praktyce wykluczy możliwość współdzielenia wyprowadzenia mocy projektom MFW, które zamierzają brać udział w aukcji, co, zakładamy nie było intencją Projektodawcy.		
53.	Art. 1 pkt 12 lit. a tiret drugie – dot. art. 31 ust. 4 pkt 8 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Postulujemy usunięcie obowiązku składania przez inwestora oświadczenia o braku rozpoczęcia prac związanych z budową MFW, w rozumieniu art. 20 ust. 2. uMEW lub wyłączenie wprost sytuacji wspólnego wyprowadzenia mocy (lub posiadania wspólnej stacji transformatorowej) przez więcej niż jedną morską farmę wiatrową. W przypadku planu wspólnego wyprowadzenia mocy inwestorzy będą zawierać umowy zabezpieczające wcześniej poniesione koszty związane z większą (dostosowaną pod więcej niż jedną MFW) infrastrukturą wyprowadzenia mocy. W takim przypadku może dochodzić do rozpoczęcia budowy MFW w rozumieniu przepisów uMEW. Z jednej strony projektodawca wprowadza możliwość współdzielenia przyłączy przez więcej niż dwa projektu, natomiast z drugiej wprowadza obowiązek związany z oświadczeniem o braku rozpoczęcia prac związanych z budową MFW, co w praktyce wykluczy możliwość współdzielenia wyprowadzenia mocy projektom MFW, które zamierzają brać udział w aukcji, co,	Usunięcie z projektu ustawy pkt 8 w art. 31 ust. 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych lub zastrzeżenie, że nie dotyczy on wspólnego wyprowadzenia mocy.	Uwaga uwzględniona częściowo Zgodnie z uwagą URE zdecydowano się na wprowadzenie warunku dotyczącego braku wytworzenia energii elektrycznej w danej morskiej farmie wiatrowej po raz pierwszy przed zakończeniem sesji aukcji.

			zakładamy, nie było intencją projektodawcy.		
54.	Art. 1 pkt 12 lit. a tiret drugie – dot. art. 31 ust. 4 pkt 8 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PGE S.A.	Postulujemy modyfikację obowiązku składania przez inwestora oświadczenia o braku rozpoczęcia prac związanych z budową MFW, w rozumieniu art. 20 ust. 2 uMEW lub wyłączenie wprost sytuacji wspólnego wyprowadzenia mocy (lub posiadania wspólnej stacji transformatorowej) przez więcej niż jedną morską farmę wiatrową. W przypadku planu wspólnego wyprowadzenia mocy inwestorzy będą zawierać umowy zabezpieczające wcześniej poniesione koszty związane z większą (dostosowaną pod więcej niż jedną MFW) infrastrukturą wyprowadzenia mocy. W takim przypadku może dochodzić do rozpoczęcia budowy MFW w rozumieniu przepisów uMEW. Z jednej strony projektodawca wprowadza możliwość współdzielenia przyłączy przez więcej niż dwa projektu, natomiast z drugiej wprowadza obowiązek związany z oświadczeniem o braku rozpoczęcia prac związanych z budową MFW, co w praktyce wykluczy możliwość współdzielenia wyprowadzenia mocy projektem MFW, które zamierzają brać udział w aukcji, co, zakładamy, nie było intencją projektodawcy.	W art. 31 w ust. 4 pkt 8 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych zmieniany pkt 8 otrzymuje brzmienie: „8) oświadczenie o braku rozpoczęcia prac związanych z budową morskiej farmy wiatrowej, w rozumieniu art. 20 ust. 2, przy czym brak rozpoczęcia prac nie dotyczy stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementów, w przypadku o którym mowa w art. 3a. ”.	Uwaga uwzględniona częściowo Zgodnie z uwagą URE zdecydowano się na wprowadzenie warunku dotyczącego braku wytworzenia energii elektrycznej w danej morskiej farmie wiatrowej po raz pierwszy przed zakończeniem sesji aukcji.
55.	Art. 1 pkt 13 – dot. art. 31a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	RWE Offshore Wind Poland	W związku z proponowaną delegacją ustawową do wydania obwieszczenia, w którym ogłasza się kurs wymiany euro, przyjęty do obliczenia ceny maksymalnej, zgłaszamy następujące postulaty, mające na celu doprecyzowanie i usprawnienie procesu ogłaszania kursu: 1. Należy uzupełnić przepis o termin, w jakim minister właściwy do spraw klimatu jest zobowiązany do ogłoszenia kursu wymiany euro.	1. Propozycja uzupełnienia przepisu: „Art. 31a. Minister właściwy do spraw klimatu ogłasza w drodze obwieszczenia w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”: 1) kurs wymiany euro, przyjęty do obliczenia maksymalnej ceny określonej w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 31 ust. 11 <u>– w ciągu 14 dni od ich wydania;</u> ”	Uwaga uwzględniona częściowo Uzupełniono uzasadnienie do projektu. Ogłoszenie w drodze obwieszczenia jest czynnością wyłącznie techniczną. Kurs wymiany euro jest powszechnie znany, gdyż jest wskazany w uzasadnieniu do rozporządzenia wydanego na podstawie art. 31 ust. 11 ustawy offshore wind.

			Aktualna propozycja nie precyzuje terminu, w jakim minister właściwy do spraw klimatu powinien ogłosić kurs wymiany euro. Określenie terminu zapewni większą transparentność, przewidywalność i sprawność procesu ogłaszania kursu wymiany euro, co przyczyni się do poprawy klimatu inwestycyjnego. 2. Należy dodać przepis przejściowy, który stanowi, że w 2025 r. ogłoszenie kursu wymiany euro następuje w ciągu 14 dni od dnia wejścia w życie ustawy. Z uwagi na fakt, że rozporządzenie określające maksymalną cenę, wyrażoną w złotych za 1 MWh, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców, zostało wydane w styczniu 2025 r., konieczne jest wprowadzenie przepisu przejściowego, który umożliwi ogłoszenie kursu wymiany euro w odpowiednim czasie. 3. Należy uzupełnić uzasadnienie o wskazanie, że chodzi zaledwie o czynność techniczną polegającą na "przepisaniu" wartości z rozporządzenia wydanego w styczniu 2025 r. W uzasadnieniu projektu ustawy należy wyraźnie wskazać, że ogłoszenie kursu wymiany euro w drodze obwieszczenia nie kreuje żadnych nowych wartości, a jest czynnością techniczną, polegającą na przeniesieniu wartości kursu z rozporządzenia. Takie wyjaśnienie uspokoi ewentualne obawy, że minister właściwy do spraw klimatu będzie miał uznaniowość w zakresie ustalania kursu. Proponowane nowe brzmienie uzasadnienia jest wzorowane na uzasadnieniu do ustawy, która	2. Propozycja przepisu przejściowego: „Art. XX. Ogłoszenie, o którym mowa w art. 31a ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, następuje w terminie 14 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.” 3. Zmiana brzmienia ostatniego zdania w pkt V na stronie 24 uzasadnienia: ~~Przyjęcie formy obwieszczenia, ze względu na dużo mniej sformalizowaną i krótszą procedurę, zagwarantuje lepsze odzwierciedlenie kursu euro. Ponadto, zgodnie z utrwalonym zwyczajem legislacyjnym, forma obwieszczenia jest najlepszą dla tego typu zagadnień.~~ „Należy podkreślić, że minister w wydawanym obwieszczeniu nie kreuje żadnych nowych wartości, w szczególności nie ustala kursu euro. Podaje jedynie do powszechnej wiadomości dane, które zostały wykorzystane do obliczenia ceny maksymalnej określonej w rozporządzeniu wydanym na podstawie art. 31 ust. 11. Wydawane obwieszczenie będzie zatem mieć wyłącznie funkcję informacyjną. Wydanie obwieszczenia jest zabiegiem wyłącznie technicznym – ogłoszenie omawianych danych w pewnym i powszechnie dostępnym źródle jest konieczne, aby można było posłużyć się nim przy dokonywaniu obliczeń w ramach mechanizmu z art. 40 ust. 10a – 10g.”	

			wprowadziła analogiczny przepis dla 1 fazy (Dz.U. 2022 poz. 2687).		
56.	Art. 1 pkt 13 – dot. art. 31a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PSEW	W związku z proponowaną delegacją ustawową do wydania obwieszczenia, w którym ogłasza się kurs wymiany euro, przyjęty do obliczenia ceny maksymalnej, zgłaszamy następujące postulaty, mające na celu doprecyzowanie i usprawnienie procesu ogłaszania kursu: 1. Należy uzupełnić przepis o termin, w jakim minister właściwy do spraw klimatu jest zobowiązany do ogłoszenia kursu wymiany euro. Aktualna propozycja nie precyzuje terminu, w jakim minister właściwy do spraw klimatu powinien ogłosić kurs wymiany euro. Określenie terminu zapewni większą transparentność, przewidywalność i sprawność procesu ogłaszania kursu wymiany euro, co przyczyni się do poprawy klimatu inwestycyjnego. 2. Należy dodać przepis przejściowy, który stanowi, że w 2025 r. ogłoszenie kursu wymiany euro następuje w ciągu 14 dni od dnia wejścia w życie ustawy. Z uwagi na fakt, że rozporządzenie określające maksymalną cenę, wyrażoną w złotych za 1 MWh, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców, zostało wydane w styczniu 2025 r., konieczne jest wprowadzenie przepisu przejściowego, który umożliwi ogłoszenie kursu wymiany euro w odpowiednim czasie. 3. Należy uzupełnić uzasadnienie o wskazanie, że chodzi zaledwie o czynność techniczną polegającą na "przepisaniu"	1. Propozycja uzupełnienia przepisu: „Art. 31a. Minister właściwy do spraw klimatu ogłasza w drodze obwieszczenia w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”: 1) kurs wymiany euro, przyjęty do obliczenia maksymalnej ceny określonej w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 31 ust. 11 – w ciągu 14 dni od ich wydania;” 2. Propozycja przepisu przejściowego: „Art. XX Ogłoszenie, o którym mowa w art. 31a ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, następuje w terminie 14 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.” 3. Zmiana brzmienia ostatniego zdania w pkt V na stronie 24 uzasadnienia: ~~Przyjęcie formy obwieszczenia, ze względu na dużo mniej sformalizowaną i krótszą procedurę, zagwarantuje lepsze odzwierciedlenie kursu euro. Ponadto, zgodnie z utrwalonym zwyczajem legislacyjnym, forma obwieszczenia jest najlepszą dla tego typu zagadnień.~~ „Należy podkreślić, że minister w wydawanym obwieszczeniu nie kreuje żadnych nowych wartości, w szczególności nie ustala kursu euro. Podaje jedynie do powszechnej wiadomości dane, które zostały wykorzystane do obliczenia ceny maksymalnej określonej w rozporządzeniu wydanym na podstawie art. 31 ust. 11. Wydawane obwieszczenie	Uwaga uwzględniona częściowo Uzupełniono uzasadnienie do projektu. Ogłoszenie w drodze obwieszczenia jest czynnością wyłącznie techniczną. Kurs wymiany euro jest powszechnie znany, gdyż jest wskazany w uzasadnieniu do rozporządzenia wydanego na podstawie art. 31 ust. 11 ustawy offshore wind.

			wartości z rozporządzenia wydanego w styczniu 2025 r. W uzasadnieniu projektu ustawy należy wyraźnie wskazać, że ogłoszenie kursu wymiany euro w drodze obwieszczenia nie kreuje żadnych nowych wartości, a jest czynnością techniczną, polegającą na przeniesieniu wartości kursu z rozporządzenia. Takie wyjaśnienie uspokoi ewentualne obawy, że minister właściwy do spraw klimatu będzie miał uznaniowość w zakresie ustalania kursu. Proponowane nowe brzmienie uzasadnienia jest wzorowane na uzasadnieniu do ustawy, która wprowadziła analogiczny przepis dla 1 fazy (Dz.U. 2022 poz. 2687).	będzie zatem mieć wyłącznie funkcję informacyjną. Wydanie obwieszczenia jest zabiegiem wyłącznie technicznym – ogłoszenie omawianych danych w pewnym i powszechnie dostępnym źródle jest konieczne, aby można było posłużyć się nim przy dokonywaniu obliczeń w ramach mechanizmu z art. 40 ust. 10a – 10g.”	
57.	Art. 1 pkt 13 – dot. art. 31a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Z entuzjazmem przyjmujemy chęć uregulowania delegacji dla ministra właściwego do spraw klimatu do ustalenia kursu wymiany euro przyjętego do obliczenia ceny maksymalnej dla projektów, które wygrają aukcję. Uważamy, że kurs wymiany powinien być ustalany dla każdej aukcji lub zawsze, kiedy ulega zmianie cena maksymalna na podstawie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 31 ust. 11 uMEW oraz ustalony na poziomie kursu zastosowanego do obliczenia ceny maksymalnej, który, w przypadku najbliższej aukcji planowanej na 2025 r. został określony w uzasadnieniu do rozporządzenia o cenie maksymalnej dla aukcji. W przedmiotowym rozporządzeniu MKiŚ zastosował kurs wymiany euro – 4,34 PLN/EUR, na podstawie „Wytocznych dotyczących stosowania jednolitych	Doprecyzowanie w uzasadnieniu do projektu ustawy, że „Kurs wymiany euro na potrzeby obliczania ceny maksymalnej powinien być ustalany dla każdej aukcji lub zawsze kiedy ulega zmianie cena maksymalna na podstawie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 31 ust. 11 oraz ustalony na poziomie kursu zastosowanego do obliczenia ceny maksymalnej, który, w przypadku najbliższej aukcji planowanej na 2025 rok, został określony w uzasadnieniu do rozporządzenia o cenie maksymalnej dla aukcji.”	Uwaga nieuwzględniona Kurs wynika z uzasadnienia do rozporządzenia wydanego na podstawie art. 31 ust. 11 ustawy offshore wind.

			wskaźników makroekonomicznych będących podstawą oszacowania skutków finansowych projektowanych ustaw. Aktualizacja – maj 2024 r.”, opracowanych na podstawie art. 50a ustawy z dnia 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych (Dz.U. z 2024 poz. 1530). Tym samym ogłoszony kurs wymiany powinien być tożsamy z tym stanowiącym podstawę obliczenia ceny maksymalnej, co powinno znaleźć odzwierciedlenie w uzasadnieniu projektu ustawy.		
58.	Art. 1 pkt 13 – dot. art. 31a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PGE S.A.	Z entuzjazmem przyjmujemy chęć uregulowania delegacji dla ministra właściwego do spraw klimatu do ustalenia kursu wymiany euro przyjętego do obliczenia ceny maksymalnej dla projektów, które wygrają aukcję. Uważamy, że kurs wymiany powinien być ustalany dla każdej aukcji lub zawsze, kiedy ulega zmianie cena maksymalna na podstawie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 31 ust. 11 uMEW oraz ustalony na poziomie kursu zastosowanego do obliczenia ceny maksymalnej, który, w przypadku najbliższej aukcji planowanej na 2025 r. został określony w uzasadnieniu do rozporządzenia o cenie maksymalnej dla aukcji. W przedmiotowym rozporządzeniu MKiŚ zastosował kurs wymiany euro – 4,34 PLN/EUR, na podstawie „Wytycznych dotyczących stosowania jednolitych wskaźników makroekonomicznych będących podstawą oszacowania skutków finansowych projektowanych ustaw. Aktualizacja – maj 2024 r.”, opracowanych na podstawie art. 50a ustawy z dnia 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych (Dz.U. z 2024 poz. 1530). Tym samym	Doprecyzowanie w uzasadnieniu do projektu ustawy, że „Kurs wymiany euro na potrzeby obliczania ceny maksymalnej powinien być ustalany dla każdej aukcji lub zawsze kiedy ulega zmianie cena maksymalna na podstawie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 31 ust. 11 oraz ustalony na poziomie kursu zastosowanego do obliczenia ceny maksymalnej, który, w przypadku najbliższej aukcji planowanej na 2025 rok, został określony w uzasadnieniu do rozporządzenia o cenie maksymalnej dla aukcji.”	Uwaga nieuwzględniona Kurs wynika z uzasadnienia do rozporządzenia wydanego na podstawie art. 31 ust. 11 ustawy offshore wind.

			ogłoszony kurs wymiany powinien być tożsamy z tym stanowiącym podstawę obliczenia ceny maksymalnej, co powinno znaleźć odzwierciedlenie w uzasadnieniu projektu ustawy.		
59.	Art. 1 pkt 14 – dot. art. 33 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Projektowane przepisy wprowadzają ograniczenie 200 MW dla łącznej maksymalnej mocy zainstalowanej objętej wygranymi ofertami, które zostały złożone na podstawie art. 26 ust. 1c, dla której może zostać przyznane wsparcie w ramach wszystkich aukcji. Jednocześnie z uzasadnienia ustawy wynika, że jeżeli w wyniku złożenia ofert zostałby przekroczony limit 200 MW, oferty te nie wygrywają aukcji, a przy rozstrzyganiu aukcji będą brane pod uwagę następne w kolejności oferty z najniższą ceną energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej. W uzasadnieniu projektu ustawy nie zawarto wystarczającego wyjaśnienia, pozwalającego zrozumieć potrzebę wprowadzenia takiego progu. W szczególności wyjaśnienia wymaga, dlaczego w projekcie ustawy zaproponowano wartość niższą niż podana w art. 29 ust. 5 zmienianej ustawy, tj. niższą niż 500 MW.		Uwaga wyjaśniona Wielkość 200 MW to nadmiarowe moce z I fazy, dla których nie można było przyznać wsparcia, gdyż art. 14 ust. 1 ustawy offshore wind wskazuje, że łączna moc zainstalowana elektryczna morskich farm wiatrowych w ramach I fazy systemu wsparcia nie może przekroczyć 5900 MW. Ww. limit jest uzasadniony „pojemnością” obszarów wskazanych w załączniku I do ustawy offshore wind. Wartość wskazana w art. 29 ust. 5 ustawy offshore wind dotyczy ewentualnej aukcji w 2032 r., która może zostać przeprowadzona w sytuacji gdy łączna moc zainstalowana elektryczna MFW, wynikająca z ofert, które wygrały aukcję w 2031 r., jest mniejsza od maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych określonej dla tego roku kalendarzowego.
60.	Art. 1 pkt 14 – dot. art. 33 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	TAURON Polska Energia S.A.	Projektowane przepisy wprowadzają ograniczenie 200 MW dla łącznej maksymalnej mocy zainstalowanej objętej wygranymi ofertami, które zostały złożone na podstawie art. 26 ust. 1c, dla której może zostać przyznane wsparcie w ramach wszystkich aukcji. Jednocześnie z uzasadnienia ustawy wynika, że jeżeli w wyniku złożenia ofert zostałby przekroczony limit 200 MW, oferty te nie wygrywają aukcji, a przy rozstrzyganiu aukcji będą brane pod uwagę następne w		Uwaga wyjaśniona Wielkość 200 MW to nadmiarowe moce z I fazy, dla których nie można było przyznać wsparcia, gdyż art. 14 ust. 1 ustawy offshore wind wskazuje, że łączna moc zainstalowana elektryczna morskich farm wiatrowych w ramach I fazy systemu wsparcia nie może przekroczyć 5900 MW. Ww. limit jest uzasadniony „pojemnością” obszarów wskazanych

			kolejności oferty z najniższą ceną energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej. W uzasadnieniu projektu ustawy nie zawarto wystarczającego wyjaśnienia, pozwalającego zrozumieć potrzebę wprowadzenia takiego progu. W szczególności wyjaśnienia wymaga, dlaczego w projekcie ustawy zaproponowano wartość niższą niż podana w art. 29 ust. 5 zmienianej ustawy, tj. niższą niż 500 MW.		w załączniku I do ustawy offshore wind. Wartość wskazana w art. 29 ust. 5 ustawy offshore wind dotyczy ewentualnej aukcji w 2032 r., która może zostać przeprowadzona w sytuacji gdy łączna moc zainstalowana elektryczna MFW, wynikająca z ofert, które wygrały aukcję w 2031 r., jest mniejsza od maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych określonej dla tego roku kalendarzowego.
61.	Art. 1 pkt 14 – dot. art. 33 ust. 4 pkt 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Polski Komitet Energii Elektrycznej	W związku ze zmianą redakcji art. 33 ust. 4 uMEW wątpliwości budzi użyte w pkt 4 sformułowanie „przez takiego następnego w kolejności uczestnika aukcji”. W pkt 4 w ust. 4 wskazano, że „w tej aukcji złożono co najmniej jedną ofertę z ceną wyższą lub równą cenie zaoferowanej przez takiego następnego w kolejności uczestnika aukcji”, co sugeruje, że chodzi o uczestnika następnego po następnym uczestniku aukcji – w pkt 1 jest mowa o następnym w kolejności uczestniku aukcji, w związku w tym brzmienie tego pkt w kontakcie kolejnego uczestnika powinno odnosić się do pkt 1.	W art. 33 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych w ust. 4 pkt 4 otrzymuje brzmienie: „4) w tej aukcji złożono co najmniej jedną ofertę z ceną wyższą lub równą cenie zaoferowanej przez uczestnika, o którym mowa w pkt 1”	Uwaga uwzględniona częściowo Zmieniono i doprecyzowano treść przepisu art. 33 ust. 4 ustawy offshore wind.
62.	Art. 1 pkt 14 – dot. art. 33 ust. 4 pkt 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PGE S.A.	W związku ze zmianą redakcji art. 33 ust. 4 uMEW wątpliwości budzi użyte w pkt 4 sformułowanie „przez takiego następnego w kolejności uczestnika aukcji”. W pkt 4 w ust. 4 wskazano, że „w tej aukcji złożono co najmniej jedną ofertę z ceną wyższą lub równą cenie zaoferowanej przez takiego następnego w kolejności uczestnika aukcji”, co sugeruje, że chodzi o uczestnika następnego po następnym uczestniku aukcji – w pkt 1 jest mowa o następnym w kolejności uczestniku aukcji, w związku w tym brzmienie tego pkt w kontakcie kolejnego uczestnika powinno odnosić się do pkt 1.	W art. 33 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych w ust. 4 pkt 4 otrzymuje brzmienie: „4) w tej aukcji złożono co najmniej jedną ofertę z ceną wyższą lub równą cenie zaoferowanej przez uczestnika, o którym mowa w pkt 1”	Uwaga uwzględniona częściowo Zmieniono i doprecyzowano treść przepisu art. 33 ust. 4 ustawy offshore wind.

63.	Art. 1 pkt 14 – dot. art. 33 ust. 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Polski Komitet Energii Elektrycznej	W art. 33 ust. 5 uMEW we wprowadzeniu do wyliczenia wskazano, że „W przypadku gdy pozostała moc zainstalowana elektryczna objęta aukcją jest mniejsza od mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej wskazanej w ofercie następnego według kolejności uczestnika aukcji, a nie zostały spełnione warunki, o których mowa w ust. 4 pkt 1 lit. a, pkt 3 lub 4, Prezes URE powiadamia tego uczestnika aukcji (...):”. Błędne wydaje się uwzględnienie we wskazanych przypadkach niespełnienia warunków z ust. 4, który wskazuje, że „w tej aukcji złożono co najmniej jedną ofertę z ceną wyższą lub równą cenie zaoferowanej przez takiego następnego w kolejności uczestnika aukcji”, ponieważ to się wyklucza z pierwszą częścią przepisu. W związku z tym konieczne jest usunięcie odwołania do tego ustępu. Ewentualnie rozważenia wymaga uspojnienie terminologii z brzmieniem ust. 4, ponieważ następny w kolejności uczestnik aukcji sugeruje, że chodzi o ofertę następną „droższą” od oferty analizowanego uczestnika aukcji, o którym mowa w ust. 4 pkt 1.		Uwaga uwzględniona częściowo Zmieniono i doprecyzowano treść przepisu art. 33 ust. 5 ustawy offshore wind
64.	Art. 1 pkt 14 – dot. art. 33 ust. 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PGE S.A.	W art. 33 ust. 5 uMEW we wprowadzeniu do wyliczenia wskazano, że „W przypadku gdy pozostała moc zainstalowana elektryczna objęta aukcją jest mniejsza od mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej wskazanej w ofercie następnego według kolejności uczestnika aukcji, a nie zostały spełnione warunki, o których mowa w ust. 4 pkt 1 lit. a, pkt 3 lub 4, Prezes URE powiadamia tego uczestnika aukcji (...):”. Błędne wydaje się uwzględnienie we wskazanych przypadkach niespełnienia warunków z ust. 4, który wskazuje, że „w tej aukcji złożono co najmniej jedną ofertę z		Uwaga uwzględniona częściowo Zmieniono i doprecyzowano treść przepisu art. 33 ust. 5 ustawy offshore wind

			ceną wyższą lub równą cenie zaoferowanej przez takiego następnego w kolejności uczestnika aukcji”, ponieważ to się wyklucza z pierwszą częścią przepisu. W związku z tym konieczne jest usunięcie odwołania do tego ustępu. Ewentualnie rozważenia wymaga uspojnienie terminologii z brzmieniem ust. 4, ponieważ następny w kolejności uczestnik aukcji sugeruje, że chodzi o ofertę następną „droższą” od oferty analizowanego uczestnika aukcji, o którym mowa w ust. 4 pkt 1.		
65.	Art. 1 pkt 17 – dot. art. 38 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	GK ORLEN	Zgodnie z proponowanym nowym ust. 5a, cena, która będzie podstawą do pokrycia ujemnego salda dla projektów II fazy, będzie waloryzowana wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych (CPI), jednak nie wyższym niż wartość średniookresowego celu inflacyjnego, określonego przez Radę Polityki Pieniężnej w założeniach polityki pieniężnej. Waloryzacja ta rozpocznie się od roku następującego po roku rozstrzygnięcia aukcji. Co do zasady GK ORLEN rozumie potrzebę wprowadzenia takiej regulacji, jako równoważenie interesu inwestorów oraz odbiorców energii elektrycznej. Niemniej jednak podkreślamy, że największe ryzyko inflacyjne występuje pomiędzy rozstrzygnięciem aukcji, a oddaniem projektu do eksploatacji – inwestor ma 7 lat na wprowadzenie energii do sieci na podstawie koncesji. Zatem głównym postulatem dot. tego przepisu jest nieobejmowanie tunelem inflacyjnym okresu kontraktacji wykonawców oraz samej budowy, ponieważ jest to ryzyko krytyczne, które może spowodować w przypadku zdarzeń, które mogą wywołać inflację znacznie wyższą niż 2,5%, brak podejmowania decyzji inwestycyjnych, pomimo wygrania aukcji	Postuluje się brak tunelu inflacyjnego w okresie budowy farmy wiatrowej oraz nałożenie minimalnej wartości waloryzacji w postaci średniookresowego celu inflacyjnego, pomniejszonego o 1 punkt procentowy oraz maksymalnej wartości waloryzacji w postaci średniookresowego celu inflacyjnego, powiększonego o 1 punkt procentowy, począwszy od roku następującego po roku uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej. Proponuje się następuje brzmienie art. 38 ust. 5a: „5a. W przypadku gdy wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych, o którym mowa w ust. 5, przekracza wartość średniookresowego celu inflacyjnego określonego przez Radę Polityki Pieniężnej w założeniach polityki pieniężnej, o których mowa w art. 227 ust. 6 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 2 kwietnia 1997 r. (Dz.U. Nr 78, poz. 483, z późn. zm.), ogłoszonych w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej "Monitor Polski", waloryzacji, o	Uwaga nieuwzględniona Celem zawartych w projekcie przepisów jest zabezpieczenie odbiorców przed wystąpieniem nagłych i nieproporcjonalnych kosztów wsparcia, a po stronie wytwórców nadmiarowych i nieuzasadnionych zysków. Proponowana regulacja ma na celu zagwarantowanie pewności inwestycyjnej w sytuacji, w której średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych przekroczy wartość średniookresowego celu inflacyjnego określonego przez Radę Polityki Pieniężnej w założeniach polityki pieniężnej. Wytwórcy w swoich modelach finansowych również przyjmują ten wskaźnik, przygotowując się do złożenia oferty aukcyjnej. Dodatkowo należy wskazać, że w innych krajach występują mechanizmy polegające na braku waloryzacji wsparcia lub jego waloryzacji tylko do momentu rozpoczęcia eksploatacji. Na przykład 9 kwietnia litewski rząd

			Dodatkowo należy podkreślić, że tzw. „tunel inflacyjny” w istocie nim nie jest, a tylko limitem ograniczonym od góry. Zwracamy uwagę, że ceny maksymalne zostały ustalone przy długoterminowej prognozie inflacji na poziomie 2,5%. Zaproponowane założenie waloryzacyjne nie odpowiada założeniom przyjętym do kalkulacji maksymalnej ceny, ponieważ ustalenie maksymalnej wartości waloryzacji na poziomie celu inflacyjnego, czyli 2,5%, nie pozwoli osiągnąć średniorocznej waloryzacji wynoszącej 2,5% - mogą wystąpić okresy, w których inflacja będzie niższa od tego poziomu. W związku z tym proponujemy, aby waloryzacja odbywała się w przedziale 1,5-3,5%, czyli wskaźnikiem w postaci średniookresowego celu inflacyjnego, ale z uwzględnieniem symetrycznego przedziału odchyień 1%.	której mowa w ust. 5 pkt 2 dokonuje się na poziomie: a) 1,5%, jeżeli wskaźnik, o którym mowa w ust. 5, jest niższy lub równy 1,5%; b) zgodnym ze wskaźnikiem, o którym mowa w ust. 5, jeżeli osiąga poziom wyższy niż 1,5% i niższy niż 3,5%; c) 3,5%, jeżeli wskaźnik, o którym mowa w ust. 5 jest wyższy lub równy 3,5%. - począwszy od roku następującego po roku uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej.”	zdecydował o zmianie zasad indeksacji wsparcia, m.in. poprzez skrócenie indeksacji z 23 do 8 lat. Ma to zmniejszyć obciążenia dla litewskiego budżetu o ok. 500 mln euro. W polskich warunkach waloryzacja ma na celu zagwarantowanie wytwórcom pokrycia wsparciem wzrostu kosztów kapitałowych i eksploatacyjnych na poziomie inflacji, jednak ochrona odbiorców końcowych przed nadmiarowymi kosztami energii elektrycznej jest także niezbędna i to właśnie zapewnia zaproponowane w ustawie rozwiązanie.
66.	Art. 1 pkt 17 – dot. art. 38 ust. 5 pkt 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	GK ORLEN	Zgodnie z obecnym przepisem, waloryzacja ceny wsparcia podlegałaby waloryzacji od roku następującego po roku rozstrzygnięcia aukcji. W odniesieniu do roku 2025 z kolei najprawdopodobniejszym terminem przeprowadzenia aukcji jest grudzień. Należy podkreślić, że w ustawie nie ma jednoznacznego sprecyzowania co jest rozumiane poprzez rozstrzygnięcie aukcji. Termin zakończenia aukcji będzie zawarty dopiero w ogłoszeniu o aukcji. Zgodnie z art. 34 ust. 2 Prezes URE niezwłocznie po zamknięciu sesji aukcji publikuje wyniki aukcji, natomiast słowo „niezwłocznie” wciąż jest niedoprecyzowaniem, a z kolei nie jest pewne, czy termin podania wyników ma być utożsamiany z terminem rozstrzygnięcia aukcji. Ponadto, zgodnie z art. 34 ust. 2 pkt 1 lit. a tiret 2, w wynikach	Postuluje się zmianę przepisu dotyczącego rozpoczęcia waloryzacji ceny wsparcia, aby odnosił się do roku przeprowadzenia sesji aukcji, a nie jej rozstrzygnięcia. W Art. 1 pkt 17 projektu, proponuje się nadać następujące brzmienie art. 38 ust. 5 pkt 2 zmienianego aktu prawnego: „2) roku następującego po roku przeprowadzenia sesji aukcji – w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4”	Uwaga uwzględniona częściowo Wprowadzono zmianę dostosowującą brzmienie do innych przepisów ustawy poprzez odniesienie do zamknięcia sesji aukcji.

			aukcji ma być przekazana informacja, o tym, czy dany oferent wyraził zgodę lub nie na zmianę oferty przez obniżenie mocy zainstalowanej elektrycznej, zgodnie z art. 33 ust. 5 pkt 1 albo 2, przy czym oferent na podjęcie decyzji ma aż 90 dni. Przy interpretacji, zgodnie z którą rozstrzygnięciem aukcji byłoby podanie pełnych wyników, wraz ze wspomnianą informacją, obecny zapis brzmienia przepisu dotyczącego waloryzacji rodzi ryzyko, że w stosunku do wszystkich wygranych ofert w aukcji 2025 r. waloryzacja ceny wsparcia rozpoczęłaby się dopiero w 2027 roku (ponieważ pełne wyniki aukcji możliwe, że byłyby na początku 2026 r. jeśli uznać je za rozstrzygnięcie aukcji), tym samym pomijając cały jeden rok. W związku z tym proponuje się zmianę przepisu, aby odnosił się do roku przeprowadzenia sesji aukcji, a nie jej rozstrzygnięcia.		
67.	Art. 1 pkt 17 lit. a - dot. art. 38 ust. 5 pkt 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	RWE Offshore Wind Poland	Zgodnie z obecnym przepisem, cena wsparcia podlegałaby waloryzacji od roku następującego po roku rozstrzygnięcia aukcji. W odniesieniu do roku 2025 z kolei najprawdopodobniejszym terminem przeprowadzenia aukcji jest grudzień. Należy podkreślić, że w ustawie nie ma jednoznacznego sprecyzowania co jest rozumiane poprzez rozstrzygnięcie aukcji. Termin zakończenia aukcji będzie zawarty dopiero w ogłoszeniu o aukcji. Zgodnie z art. 34 ust. 2 Prezes URE niezwłocznie po zamknięciu sesji aukcji publikuje wyniki aukcji, natomiast słowo „niezwłocznie” wciąż jest niedoprecyzowaniem, a z kolei nie jest pewne, czy termin podania wyników ma być utożsamiany z terminem rozstrzygnięcia aukcji. Ponadto, zgodnie z art. 34 ust. 2 pkt 1 lit. a tiret 2, w wynikach aukcji ma być przekazana informacja, o tym, czy dany oferent wyraził zgodę lub nie na	W Art. 1 pkt 17 projektu, proponuje się nadać następujące brzmienie art. 38 ust. 5 pkt 2 zmienianego aktu prawnego: „2) roku następującego po roku przeprowadzenia sesji aukcji – w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4”	Uwaga uwzględniona częściowo Wprowadzono zmianę dostosowującą brzmienie do innych przepisów ustawy poprzez odniesienie do zamknięcia sesji aukcji.

			zmianę oferty przez obniżenie mocy zainstalowanej elektrycznej, zgodnie z art. 33 ust. 5 pkt 1 albo 2, przy czym oferent na podjęcie decyzji ma aż 90 dni. Przy interpretacji, zgodnie z którą rozstrzygnięciem aukcji byłoby podanie pełnych wyników, wraz ze wspomnianą informacją, obecny zapis brzmienia przepisu dotyczącego waloryzacji rodzi ryzyko, że w stosunku do wszystkich wygranych ofert w aukcji 2025 r. waloryzacja ceny wsparcia rozpoczęłaby się dopiero w 2027 roku (ponieważ pełne wyniki aukcji możliwe, że byłyby na początku 2026 r. jeśli uznać je za rozstrzygnięcie aukcji), tym samym pomijając cały jeden rok. W związku z tym proponuje się zmianę przepisu, aby odnosił się do roku przeprowadzenia sesji aukcji, a nie jej rozstrzygnięcia.		
68.	Art. 1 pkt 17 lit. a - dot. art. 38 ust. 5 pkt 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PSEW	Zgodnie z obecnym przepisem, cena podlegałaby waloryzacji od roku następującego po roku rozstrzygnięcia aukcji. W odniesieniu do roku 2025 z kolei najprawdopodobniejszym terminem przeprowadzenia aukcji jest grudzień. Należy podkreślić, że w ustawie nie ma jednoznacznego sprecyzowania co jest rozumiane poprzez rozstrzygnięcie aukcji. Termin zakończenia aukcji będzie zawarty dopiero w ogłoszeniu o aukcji. Zgodnie z art. 34 ust. 2 Prezes URE niezwłocznie po zamknięciu sesji aukcji publikuje wyniki aukcji, natomiast słowo „niezwłocznie” wciąż jest niedoprecyzowaniem, a z kolei nie jest pewne, czy termin podania wyników ma być utożsamiany z terminem rozstrzygnięcia aukcji. Ponadto, zgodnie z art. 34 ust. 2 pkt 1 lit. a tiret 2, w wynikach aukcji ma być przekazana informacja, o tym, czy dany oferent wyraził zgodę lub nie na	W Art. 1 pkt 17 projektu, proponuje się nadać następujące brzmienie art. 38 ust. 5 pkt 2 zmienianego aktu prawnego: „2) roku następującego po roku przeprowadzenia sesji aukcji – w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4”	Uwaga uwzględniona częściowo Wprowadzono zmianę dostosowującą brzmienie do innych przepisów ustawy poprzez odniesienie do zamknięcia sesji aukcji.

			zmianę oferty przez obniżenie mocy zainstalowanej elektrycznej, zgodnie z art. 33 ust. 5 pkt 1 albo 2, przy czym oferent na podjęcie decyzji ma aż 90 dni. Przy interpretacji, zgodnie z którą rozstrzygnięciem aukcji byłoby podanie pełnych wyników, wraz ze wspomnianą informacją, obecny zapis brzmienia przepisu dotyczącego waloryzacji rodzi ryzyko, że w stosunku do wszystkich wygranych ofert w aukcji 2025 r. waloryzacja ceny wsparcia rozpoczęłaby się dopiero w 2027 roku (ponieważ pełne wyniki aukcji możliwe, że byłyby na początku 2026 r. jeśli uznać je za rozstrzygnięcie aukcji), tym samym pomijając cały jeden rok. W związku z tym proponuje się zmianę przepisu, aby odnosił się do roku przeprowadzenia sesji aukcji, a nie jej rozstrzygnięcia.		
69.	Art. 1 pkt 17 lit. a - dot. art. 38 ust. 5a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	RWE Offshore Wind Poland	Zaproponowaną zmianę należy ocenić negatywnie. Rola waloryzacji ceny aukcyjnej jest kluczowa dla zapewnienia rentowności projektów MFW i minimalizacji ryzyka inwestycyjnego do akceptowalnego poziomu. Długoterminowy charakter projektów MFW, obejmujący okres 25 lat, naraża inwestorów na nieprzewidywalne zmiany w otoczeniu makroekonomicznym, w tym na wahania inflacji. Mechanizm waloryzacji wsparcia stanowi istotny element stabilizujący przepływy pieniężne wytwórców, umożliwiając im pokrycie kosztów operacyjnych i utrzymanie konkurencyjności. Proponowane ograniczenie waloryzacji wyłącznie do górnego limitu celu inflacyjnego, bez uwzględnienia symetrycznego mechanizmu kompensacji w przypadku deflacji, podważa fundamenty tego mechanizmu i zwiększa ryzyko inwestycyjne do poziomu	Wykreślenie z art. 1 pkt 17 Projektu lit. a wprowadzającej art. 38 ust. 5a. Alternatywnie: Nadanie nowego brzmienia art. 1 pkt 17 lit. a Projektu: a) po ust 5 dodaje się ust. 5a w brzmieniu: „5a. Corocznej waloryzacji, o której mowa w ust. 5 pkt 2, począwszy od roku następującego po roku uzyskania przez wytwórcę pierwszej koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w danej morskiej farmie wiatrowej lub jej części, dokonuje się: 1) w wysokości 1,5%, jeżeli wskaźnik, o którym mowa w ust. 5, jest niższy lub równy 1,5%; 2) wskaźnikiem, o którym mowa w ust. 5, jeżeli jest wyższy niż 1,5% i niższy niż 3,5%; 3) w wysokości 3,5%, jeżeli wskaźnik, o którym mowa w ust. 5, jest większy lub równy 3,5%.”	Uwaga nieuwzględniona Celem zawartych w projekcie przepisów jest zabezpieczenie odbiorców przed wystąpieniem nagłych i nieproporcjonalnych kosztów wsparcia, a po stronie wytwórców nadmiarowych i nieuzasadnionych zysków. Proponowana regulacja ma na celu zagwarantowanie pewności inwestycyjnej w sytuacji, w której średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych przekroczy wartość średniookresowego celu inflacyjnego określonego przez Radę Polityki Pieniężnej w założeniach polityki pieniężnej. Wytwórcy w swoich modelach finansowych również przyjmują ten wskaźnik, przygotowując się do złożenia oferty aukcyjnej

			nieakceptowalnego dla wielu potencjalnych inwestorów. W efekcie, może to prowadzić do ograniczenia napływu kapitału do sektora morskiej energetyki wiatrowej i spowolnienia transformacji energetycznej kraju. Wprowadzanie zmian w kluczowym instrumencie zarządzania ryzykiem na krótko przed aukcją i już po określeniu maksymalnej ceny jaka może być złożona w ofertach przez wytwórców zmienia na ostatnią chwilę „zasady gry” i może negatywnie wpłynąć na postrzeganie polskiego rynku przez zagranicznych inwestorów, czyniąc go mniej przewidywalnym i tym samym mniej atrakcyjnym. Jeśli zasady waloryzacji wskaźnikiem CPI mają ulec zmianie, deweloperzy będą musieli uwzględnić ryzyko związane z niepewnością cen surowców poprzez uwzględnienie odpowiedniej premii za ryzyko w cenach ofertowych. Aby to zwiększone ryzyko mogło być odpowiednio premiowane, niezbędna będzie zmiana rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 stycznia 2025 r. w sprawie maksymalnej ceny za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców („rozporządzenie cenowe”), która adekwatnie odzwierciedli dodatkowe koszty związane ze znacznym wzrostem niepewności po stronie inwestora. Dodatkowo, należy podkreślić, że proponowana regulacja, określana mianem "tunelu waloryzacyjnego," w rzeczywistości nim nie jest. Prawdziwy tunel waloryzacyjny charakteryzuje się symetrycznym ograniczeniem zarówno od	Dodatkowo należy wskazać, że w innych krajach występują mechanizmy polegające na braku waloryzacji wsparcia lub jego waloryzacji tylko do momentu rozpoczęcia eksploatacji. Na przykład 9 kwietnia litewski rząd zdecydował o zmianie zasad indeksacji wsparcia, m.in. poprzez skrócenie indeksacji z 23 do 8 lat. Ma to zmniejszyć obciążenia dla litewskiego budżetu o ok. 500 mln euro. W polskich warunkach waloryzacja ma na celu zagwarantowanie wytwórcom pokrycia wsparciem wzrostu kosztów kapitałowych i eksploatacyjnych na poziomie inflacji, jednak ochrona odbiorców końcowych przed nadmiarowymi kosztami energii elektrycznej jest także niezbędna i to właśnie zapewnia zaproponowane w ustawie rozwiązanie.

		góry, jak i od dołu, zapewniając ochronę zarówno przed nadmiernym wzrostem kosztów, jak i przed ryzykiem deflacji. Proponowana zmiana wprowadza jedynie górny limit waloryzacji, ograniczając korzyści dla wytwórców w okresach wysokiej inflacji. Jednocześnie, brak jest mechanizmu chroniącego inwestorów przed negatywnymi skutkami deflacji, co w przypadku wystąpienia takiego zjawiska może prowadzić do realnego obniżenia wartości wsparcia poniżej poziomu kosztów operacyjnych. Takie jednostronne podejście, pomijające ryzyko ponoszone przez inwestorów, podważa zaufanie do państwa jako stabilnego partnera i może negatywnie wpłynąć na przyszłe inwestycje w sektor OZE. Obecne zasady waloryzacji CfD poprzez coroczną indeksację cen rozliczeniowych efektywnie zarządzają ryzykiem inflacji, które jest niezależne od deweloperów. Utrzymanie obecnych zasad jest korzystne zarówno dla konsumentów, jak i wytwórców. Wprowadzenie ograniczonej waloryzacji może skłonić deweloperów do wliczania premii za ryzyko do cen ofertowych, co podniesie koszty dla konsumentów. Premia ta bazowałaby na prognozach, a nie na danych rzeczywistych i obowiązywałaby przez cały okres kontraktu. Z drugiej strony, niedoszacowanie ryzyka może wpłynąć na zdolność projektu do realizacji. Oba scenariusze są niekorzystne dla konsumentów i systemu energetycznego. Warto zauważyć, że Komisja Europejska w swych zaleceniach i wytycznych dotyczących projektowania aukcji dla energii odnawialnej wzywa państwa członkowskie do rozważenia włączenia		

			klauzul indeksacyjnych do projektu aukcji (motyw 21), a nie do ograniczania istniejących ram. Dokument roboczy towarzyszący tym zaleceniom szerzej omawia związek między istnieniem instrumentów zmniejszających ryzyko, takich jak indeksacja ceny rozliczeniowej, a wartością ofert aukcyjnych: Recommendation and guidance on auction design for renewable energy - European Commission. Polecamy uwadze, że rząd brytyjski przeprowadził w ubiegłym roku konsultacje publiczne na temat przyszłości aukcji CfD, szeroko dyskutując, czy pełna indeksacja CfD do wskaźnika cen konsumpcyjnych nadal oferuje korzystne warunki na coraz bardziej konkurencyjnym rynku globalnym. Obszerny dokument zawiera cenne dane analityczne i został skonkludowany przez tamtejszy rząd wnioskiem, że odejście od pełnej indeksacji powiązanej z CPI może mieć znaczący negatywny wpływ na zaufanie inwestorów i dlatego nie zamierza odchodzić od obecnego podejścia (https://www.gov.uk/government/consultations/proposed-amendments-to-contracts-for-difference-for-allocation-round-7-and-future-rounds). W związku z tym postulujemy: 1) Utrzymanie dotychczasowego systemu waloryzacji wsparcia, opartego na wskaźniku cen towarów i usług konsumpcyjnych, jako mechanizmu minimalizującego ryzyko inwestycyjne do akceptowalnego poziomu; <u>albo alternatywnie</u>		

			2) Utrzymanie dotychczasowego systemu waloryzacji wsparcia w do czasu rozpoczęcia komercyjnego działania farmy oraz przyjęcie po tym terminie realnego tunelu waloryzacyjnego, zgodnego z celem inflacyjnym RPP, z uwzględnieniem symetrycznego przedziału odchyłeń o szerokości ± 1 punktu procentowego. Uzasadnienie alternatywnej propozycji Proponujemy alternatywnie zmianę projektowanego przepisu w taki sposób, aby do momentu rozpoczęcia komercyjnego działania morskiej farmy wiatrowej (do roku uzyskania koncesji) zachować aktualne zasady indeksacji kontraktu różnicowego, natomiast od roku następującego po roku uzyskania koncesji – aby coroczna indeksacja kontraktu różnicowego mieściła się w tunelu inflacyjnym pomiędzy 1,5% a 3,5%, tj. zgodnie z założeniami polityki pieniężnej, które od 2004 roku są ustalane w tym samym kształcie przez Radę Polityki Pieniężnej (cel inflacyjny 2,5% z przedziałem odchylenia wynoszącym ± 1 p.p.). Tunel waloryzacyjny z symetrycznym przedziałem odchyłeń ± 1 punktu procentowego zapewni inwestorom pewien poziom stabilności i przewidywalności w zakresie przyszłych przychodów. Przedział odchyłeń pozwala na uwzględnienie krótkoterminowych wahań inflacji, jednocześnie utrzymując waloryzację w ryzach. Należy podkreślić, że propozycja ta stanowi kompromis między interesami inwestorów a obawami wyrażonymi w uzasadnieniu Projektu. Z jednej strony, zapewnia inwestorom pewien poziom ochrony przed inflacją. Z	

			drugiej strony, ogranicza ryzyko nadmiernego wzrostu cen energii dla konsumentów, co jest szczególnie istotne w kontekście rosnącej świadomości społecznej na temat kosztów transformacji energetycznej.		
70.	Art. 1 pkt 17 lit. a - dot. art. 38 ust. 5a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Proponowane brzmienie przepisu wymaga zmiany poprzez ustanowienie tzw. tunelu inflacyjnego, a nie poziomu maksymalnego inflacji. Przedstawiona propozycja istotnie pogarsza ekonomikę projektów II fazy i nie została w żaden sposób uwzględniona w ustalaniu wartości ceny maksymalnej dla tych projektów. Wprowadzenie ograniczenia w brzmieniu zaproponowanym w projekcie ustawy ograniczyłoby – a w skrajnych przypadkach uniemożliwiłoby wykonalność projektów MFW ze względu na niemożność pozyskania finansowania dłużnego. Kluczowym jest aby mechanizm ograniczający indeksację kontraktu różnicowego znajdował zastosowanie nie wcześniej niż od roku następującego po dacie COD tj. po wytworzeniu i wprowadzeniu do sieci energii elektrycznej na podstawie koncesji. We wcześniejszym okresie tj. od roku następującego po roku rozstrzygnięcia aukcji do COD (uzyskania koncesji) indeksacja powinna być w oparciu o rzeczywisty wskaźnik CPI za poprzedni rok ogłaszany przez GUS. Potrzeba ta wynika z ryzyka wzrostu nakładów inwestycyjnych wskutek presji inflacyjnej, co przed oddaniem projektów do eksploatacji powinno zostać zabezpieczone przez mechanizm różnicowy. W przypadku gdy ryzyko to nie zostanie zabezpieczone w sytuacji wystąpienia wzrostów nakładów powiązanych z presją inflacyjną, projekty które wygrały aukcję mogą stać się niemożliwe do zrealizowania.	W art. 38 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych dodawany ust. 5a otrzymuje brzmienie: <i>„5a. W przypadku gdy wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych, o którym mowa w ust. 5, w momencie określonym w art. 6 ust. 1, przekracza wartość średniookresowego celu inflacyjnego, z uwzględnieniem symetrycznego przedziału odchyień o szerokości ± 1 punktu procentowego w średnim okresie, określonego przez Radę Polityki Pieniężnej w założeniach polityki pieniężnej, o których mowa w art. 227 ust. 6 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 2 kwietnia 1997 r. (Dz.U. Nr 78, poz. 483, z późn. zm.), ogłoszonych w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej "Monitor Polski", waloryzacji, o której mowa w ust. 5 pkt 2 dokonuje się, z uwzględnieniem wartości indeksu cen towarów i usług konsumpcyjnych na poziomie:</i> <i>a) minimalnym 1,5% w przypadku gdy wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych, o którym mowa w ust. 5 w osiąga wartość poniżej 1,5%,</i> <i>b) zgodnym z wartością wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych, o którym mowa w ust. 5 jeżeli osiąga poziom w przedziale wartości 1,5% - 3,5%,</i> <i>c) maksymalnym 3,5% w przypadku gdy wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych, o którym mowa w ust. 5, przekracza wartość średniookresowego celu inflacyjnego z uwzględnieniem</i>	Uwaga nieuwzględniona Celem zawartych w projekcie przepisów jest zabezpieczenie odbiorców przed wystąpieniem nagłych i nieproporcjonalnych kosztów wsparcia, a po stronie wytwórców nadmiarowych i nieuzasadnionych zysków. Proponowana regulacja ma na celu zagwarantowanie pewności inwestycyjnej w sytuacji, w której średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych przekroczy wartość średniookresowego celu inflacyjnego określonego przez Radę Polityki Pieniężnej w założeniach polityki pieniężnej. Wytwórcy w swoich modelach finansowych również przyjmują ten wskaźnik, przygotowując się do złożenia oferty aukcyjnej Dodatkowo należy wskazać, że w innych krajach występują mechanizmy polegające na braku waloryzacji wsparcia lub jego waloryzacji tylko do momentu rozpoczęcia eksploatacji. Na przykład 9 kwietnia litewski rząd zdecydował o zmianie zasad indeksacji wsparcia, m.in. poprzez skrócenie indeksacji z 23 do 8 lat. Ma to zmniejszyć obciążenia dla litewskiego budżetu o ok. 500 mln euro.

Ponadto wbrew intencji projektodawcy mechanizm ograniczenia indeksacji przybrał formę limitu inflacyjnego, a nie tunelu w obrębie, którego dolnego i górnego limitu indeksowany byłby kontrakt różnicowy. W praktyce oznacza to, że rzeczywisty uśredniony wskaźnik inflacji będzie zawsze poniżej celu inflacyjnego co prezentuje poniższy wykres:



Zgodnie z historycznymi odczytami CPI w okresie 2004 – 2024 średnia wartość inflacja z uwzględnieniem mechanizmu opisanego w podpozycji przepisu (jednostronny CAPem na poziomie 2,5%) wynosi 1,82%, czyli istotnie poniżej wartości średniokresowego celu inflacyjnego NBP.

W celu stworzenia warunków realizacji projektów MFW zgodnych z intencją projektodawcy proponujemy:

a) wyznaczenie przedziału tunelu inflacyjnego z uwzględnieniem symetrycznego przedziału odchyleń o szerokości ± 1 punktu od celu inflacyjnego na poziomie $+3,5: 1,5\%$, który nadal będzie pełnił rolę limitu ograniczającego szoki inflacyjne zgodnie z intencją Ministra Finansów jednocześnie uśredniając poziom

symetrycznego przedziału odchyleń o szerokości ± 1 punktu procentowego w średnim okresie,

- począwszy od roku następującego po roku uzyskania przez wytwórcę pierwszej koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w danej morskiej farmie wiatrowej lub jej części."

W polskich warunkach waloryzacja ma na celu zagwarantowanie wytwórcom pokrycia wsparciem wzrostu kosztów kapitałowych i eksploatacyjnych na poziomie inflacji, jednak ochrona odbiorców końcowych przed nadmiarowymi kosztami energii elektrycznej jest także niezbędna i to właśnie zapewnia zaproponowane w ustawie rozwiązanie.

			inflacji w długim okresie do wartości celu inflacyjnego. b) alternatywnie wprowadzenie stałego wskaźnik indeksacji na poziomie celu inflacyjnego NBP (2.5%) począwszy od roku następującego po dacie COD. Proponowana zmiana jest zgodne z założeniami przyjętymi przez ustawodawcę do ustalenia ceny maksymalnej w aukcji w 2025 r. W uzasadnieniu do rozporządzenia w sprawie ceny maksymalnej dla II fazy w zakresie indeksacji założono: <i>„Założono, że sytuacja makroekonomiczna ustabilizuje się po 2025 r., w związku z czym inflacja będzie stała (2,5% r/r CPI) zarówno w strefie PLN, jak i EUR. Jest to również ogólnie stosowana praktyka, gdzie w średniej i dalekiej przyszłości nie zakłada się szoków i kryzysowych sytuacji wpływających na założenia makroekonomiczne.”</i>		
71.	Art. 1 pkt 17 lit. a - dot. art. 38 ust. 5a oraz art. 38 ust. 5 pkt 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Equinor i Polenergia	Zgodnie z obecnie obowiązującymi przepisami, kontrakt różnicowy dla projektów tzw. II fazy offshore wind podlega corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych z poprzedniego roku kalendarzowego, począwszy od roku następującego po roku rozstrzygnięcia aukcji. Przepis ustawy zmieniającej w proponowanym kształcie stanowi natomiast limit nakładany na waloryzację kontraktu różnicowego, w wysokości celu inflacyjnego ustalanego przez Radę Polityki Pieniężnej. Zgodnie z uzasadnieniem projektu ustawy aktualne przepisy są problematyczne z punktu widzenia przewidywalności inwestycji, ponieważ nie regulują sytuacji, w	1. Nadanie nowego brzmienia art. 1 pkt 17 lit. a ustawy zmieniającej: a) po ust 5 dodaje się ust. 5a w brzmieniu: „5a. Corocznej waloryzacji, o której mowa w ust. 5 pkt 2, począwszy od roku następującego po roku uzyskania przez wytwórcę pierwszej koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w danej morskiej farmie wiatrowej lub jej części, dokonuje się: 1) w wysokości 1,5%, jeżeli wskaźnik, o którym mowa w ust. 5, jest niższy lub równy 1,5%; 2) wskaźnikiem, o którym mowa w ust. 5, jeżeli jest wyższy niż 1,5% i niższy niż 3,5%; 3) w wysokości 3,5%, jeżeli wskaźnik, o którym mowa w ust. 5, jest większy lub równy 3,5%.”	Uwaga uwzględniona częściowo Celem zawartych w projekcie przepisów jest zabezpieczenie odbiorców przed wystąpieniem nagłych i nieproporcjonalnych kosztów wsparcia, a po stronie wytwórców nadmiarowych i nieuzasadnionych zysków. Proponowana regulacja ma na celu zagwarantowanie pewności inwestycyjnej w sytuacji, w której średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych przekroczy wartość średniookresowego celu inflacyjnego określonego przez Radę Polityki Pieniężnej w założeniach polityki pieniężnej. Wytwórcy w swoich modelach finansowych również przyjmują ten

		której średnioroczny wskaźnik inflacji przekroczy wartość celu inflacyjnego. Zdaniem projektodawcy brak długofalowej przewidywalności co do wysokości średniorocznego wskaźnika inflacji powoduje brak stabilności w szacunkach finansowych i może skutkować dużym ryzykiem dla projektów. Tymczasem zdaniem Equinor i Polenergii to właśnie proponowane w ustawie zmieniającej rozwiązanie stanowi ryzyko dla projektów, w związku z czym stoi w bezpośredniej sprzeczności z ideą zwiększenia przewidywalności inwestycji. Proponowane rozwiązanie pozwala bowiem na nieograniczoną ujemną waloryzację, jednocześnie ograniczając waloryzację pozytywną. Warto przy tym nadmienić, że sam cel inflacyjny Rady Polityki Pieniężnej przewiduje symetryczny przedział odchylenia wynoszący ± 1 p.p. względem wartości 2,5%. Zwracamy w tym miejscu uwagę, że kluczowe kontrakty fazy budowy morskich farm wiatrowych (tzw. Tier 1) charakteryzują się nieograniczoną indeksacją – tj. w sytuacji wzrostu kosztów materiałów oraz budowy inwestorzy będą mierzyli się z rosnącymi kosztami nie mogąc liczyć na analogiczne odzwierciedlenie ich w zwiększonych przychodach. Sytuacja ta przełoży się na zwiększone koszty finansowania projektów poprzez dodatkowe instrumenty finansowe wymagalne po stronie dostawców kapitału dłużnego celem zrekompensowania nie zrównoważonego wpływu inflacji na stronę kosztową oraz przychodową projektów.	2. Nadanie nowego brzmienia art. 38 ust. 5 pkt 2 ustawy zmienianej: „2) roku następującego po roku <u>przeprowadzenia</u> aukcji - w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4.”	wskaźnik, przygotowując się do złożenia oferty aukcyjnej Dodatkowo należy wskazać, że w innych krajach występują mechanizmy polegające na braku waloryzacji wsparcia lub jego waloryzacji tylko do momentu rozpoczęcia eksploatacji. Na przykład 9 kwietnia litewski rząd zdecydował o zmianie zasad indeksacji wsparcia, m.in. poprzez skrócenie indeksacji z 23 do 8 lat. Ma to zmniejszyć obciążenia dla litewskiego budżetu o ok. 500 mln euro. W polskich warunkach waloryzacja ma na celu zagwarantowanie wytwórcom pokrycia wsparciem wzrostu kosztów kapitałowych i eksploatacyjnych na poziomie inflacji, jednak ochrona odbiorców końcowych przed nadmiarowymi kosztami energii elektrycznej jest także niezbędna i to właśnie zapewnienia zaproponowane w ustawie rozwiązanie. W kontekście zmiany brzmienia art. 38 ust. 5 pkt 2 wprowadzono zmianę dostosowującą brzmienie do innych przepisów ustawy poprzez odniesienie do zamknięcia sesji aukcji

			Dlatego też uważamy, że biorąc pod uwagę wrażliwość ekonomiki projektów MFW na wartość nakładów inwestycyjnych oraz wagę okresu budowy w ogólnym profilu ryzyka tych inwestycji, ograniczenie indeksacji może mieć miejsce nie wcześniej niż od momentu rozpoczęcia komercyjnego działania morskiej farmy wiatrowej. Naszym zdaniem, gdyby ww. ograniczenie waloryzacji miało zastosowanie w czasie realizacji procesów inwestycyjnych projektów z tzw. I fazy offshore wind, tj. kiedy branża borykała się z bezprecedensową eskalacją kosztów, Finalne Decyzje Inwestycyjne podejmowane obecnie stałyby pod znakiem zapytania. Ponadto zauważamy, że zgodnie z uzasadnieniem rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 stycznia 2025 r. w sprawie maksymalnej ceny za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców wartość inflacji przyjęta w długim terminie do wyznaczenia ww. ceny <u>wynosiła 2,5%</u>. W sytuacji, w której rzeczywista inflacja waloryzująca kontrakt różnicowy w danym roku może być zawsze niższa, lecz nigdy wyższa od poziomu 2,5%, z perspektywy matematycznej pewnym jest, że średnia waloryzacja w długim terminie <u>nie osiągnie poziomu 2,5%</u>. Oznacza to, że zaledwie miesiąc po wydaniu ww. rozporządzenia jego założenia stają się nieaktualne w sposób jednoznacznie niekorzystny dla branży offshore wind. Co więcej, wskazujemy na to, że długość kontraktu różnicowego zgodnie ze		

		zmienianą ustawą to co do zasady 25 lat od pierwszego dnia wytworzenia i wprowadzenia do sieci energii elektrycznej z morskiej farmy wiatrowej na podstawie uzyskanej koncesji. Oznacza to, że pierwsze projekty z tzw. II fazy offshore wind będą uzyskiwały wsparcie prawdopodobnie do drugiej połowy lat 50. XXI wieku. Natomiast cel inflacyjny jest ustalany przez Radę Polityki Pieniężnej co roku w założeniach polityki pieniężnej. Otwartą kwestią pozostaje zatem potencjalna zmiana tego celu w tak odległym horyzoncie czasowym. Naszym zdaniem również z tego względu proponowane przepisy nie zwiększają przewidywalności inwestycyjnej, a zdecydowanie ją pomniejszają. Mając powyższe na uwadze proponujemy zmianę projektu ustawy w taki sposób, aby do momentu rozpoczęcia komercyjnego działania morskiej farmy wiatrowej (do roku uzyskania koncesji włącznie) zachować aktualne zasady indeksacji kontraktu różnicowego, natomiast od roku następującego po roku uzyskania koncesji – aby coroczna indeksacja kontraktu różnicowego mieściła się w tunelu inflacyjnym pomiędzy 1,5% a 3,5%, tj. zgodnie z założeniami polityki pieniężnej, które od 2004 roku są ustalane w tym samym kształcie przez Radę Polityki Pieniężnej (cel inflacyjny 2,5% z przedziałem odchylenia wynoszącym ± 1 p.p.). Co więcej, zgodnie z aktualnym brzmieniem art. 38 ust. 5 pkt 2 ustawy zmienianej, waloryzacja w przypadku tzw. II fazy następuje począwszy od roku następującego po roku rozstrzygnięcia aukcji, co w przypadku przeprowadzania aukcji w listopadzie lub grudniu może		

			doprowadzić do utraty całego jednego roku indeksacji, gdyby np. zastosowanie znalazł przepis 33 ust. 5 ustawy zmienianej (zmiana oferty przez obniżenie mocy zainstalowanej w terminie 90 dni od dnia otrzymania powiadomienia o takiej możliwości). Dlatego proponujemy, aby waloryzacja w przypadku tzw. II fazy następowała począwszy od roku następującego po roku przeprowadzenia aukcji, a nie jej rozstrzygnięcia. Naszym zdaniem oba te rozwiązania przysłużą się w największym stopniu do wypełnienia założenia przyświecającego projektodawcy, tj. zapewnią stabilność szacunków finansowych i przewidywalność inwestycji przy jednoczesnym ograniczeniu nadmiernego obciążenia odbiorców końcowych energii.		
72.	Art. 1 pkt 17 lit. a – dot. art. 38 ust. 5a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PSEW	Zgodnie z proponowanym nowym ust. 5a, cena, która będzie podstawą do pokrycia ujemnego salda dla projektów II fazy, będzie waloryzowana wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych (CPI), jednak nie wyższym niż wartość średniookresowego celu inflacyjnego, określonego przez Radę Polityki Pieniężnej w założeniach polityki pieniężnej. Waloryzacja ta rozpocznie się od roku następującego po roku rozstrzygnięcia aukcji. Należy zaznaczyć, że projekt morskiej farmy wiatrowej jest najbardziej narażony na ryzyka inflacyjne w okresie pomiędzy aukcją, a oddaniem projektu do eksploatacji (inwestor zobowiązuje się wprowadzić energię do sieci na podstawie koncesji w ciągu 7 lat od wygrania aukcji). Zgodnie z uzasadnieniem projektu ustawy aktualne przepisy są problematyczne z	Nadanie nowego brzmienia art. 1 pkt 17 lit. a Projektu: a) po ust 5 dodaje się ust. 5a w brzmieniu: „5a. Corocznej waloryzacji, o której mowa w ust. 5 pkt 2, począwszy od roku następującego po roku uzyskania przez wytwórcę pierwszej koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w danej morskiej farmie wiatrowej lub jej części, dokonuje się: 1) w wysokości 1,5%, jeżeli wskaźnik, o którym mowa w ust. 5, jest niższy lub równy 1,5%; 2) wskaźnikiem, o którym mowa w ust. 5, jeżeli jest wyższy niż 1,5% i niższy niż 3,5%; 3) w wysokości 3,5%, jeżeli wskaźnik, o którym mowa w ust. 5, jest większy lub równy 3,5%.”	Uwaga nieuwzględniona Celem zawartych w projekcie przepisów jest zabezpieczenie odbiorców przed wystąpieniem nagłych i nieproporcjonalnych kosztów wsparcia, a po stronie wytwórców nadmiarowych i nieuzasadnionych zysków. Proponowana regulacja ma na celu zagwarantowanie pewności inwestycyjnej w sytuacji, w której średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych przekroczy wartość średniookresowego celu inflacyjnego określonego przez Radę Polityki Pieniężnej w założeniach polityki pieniężnej. Wytwórcy w swoich modelach finansowych również przyjmują ten

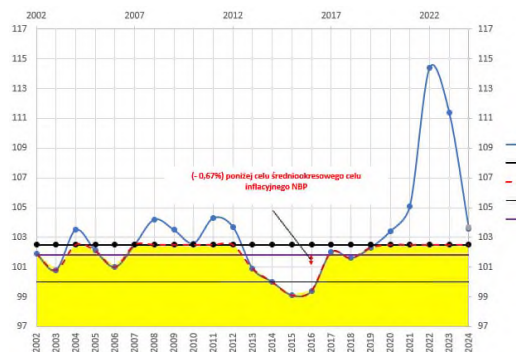
			punktu widzenia przewidywalności inwestycji, ponieważ nie regulują sytuacji, w której średnioroczny wskaźnik inflacji przekroczy wartość celu inflacyjnego. Zdaniem projektodawcy brak długofalowej przewidywalności co do wysokości średniorocznego wskaźnika inflacji powoduje brak stabilności w szacunkach finansowych i może skutkować dużym ryzykiem dla projektów. Tymczasem zdaniem PSEW to właśnie proponowane w ustawie zmieniającej rozwiązanie stanowi znaczące ryzyko dla projektów, w związku z czym stoi w bezpośredniej sprzeczności z ideą zwiększenia przewidywalności inwestycji. Proponowane rozwiązanie pozwala bowiem na nieograniczoną ujemną waloryzację, jednocześnie ograniczając waloryzację pozytywną. Warto przy tym nadmienić, że sam cel inflacyjny Rady Polityki Pieniężnej przewiduje symetryczny przedział odchylenia wynoszący ± 1 p.p. względem wartości 2,5%. Zwracamy w tym miejscu uwagę, że kluczowe kontrakty fazy budowy morskich farm wiatrowych (tzw. Tier 1) charakteryzują się nieograniczoną indeksacją – tj. w sytuacji wzrostu kosztów materiałów oraz budowy inwestorzy będą mierzyli się z rosnącymi kosztami nie mogąc liczyć na analogiczne odzwierciedlenie ich w zwiększonych przychodach. Sytuacja ta przełoży się na zwiększone koszty finansowania projektów poprzez dodatkowe instrumenty finansowe wymagalne po stronie dostawców kapitału dłużnego celem zrekompensowania nie zrównoważonego wpływu inflacji na	wskaźnik, przygotowując się do złożenia oferty aukcyjnej Dodatkowo należy wskazać, że w innych krajach występują mechanizmy polegające na braku waloryzacji wsparcia lub jego waloryzacji tylko do momentu rozpoczęcia eksploatacji. Na przykład 9 kwietnia litewski rząd zdecydował o zmianie zasad indeksacji wsparcia, m.in. poprzez skrócenie indeksacji z 23 do 8 lat. Ma to zmniejszyć obciążenia dla litewskiego budżetu o ok. 500 mln euro. W polskich warunkach waloryzacja ma na celu zagwarantowanie wytwórcom pokrycia wsparciem wzrostu kosztów kapitałowych i eksploatacyjnych na poziomie inflacji, jednak ochrona odbiorców końcowych przed nadmiarowymi kosztami energii elektrycznej jest także niezbędna i to właśnie zapewnia zaproponowane w ustawie rozwiązanie.

		stronę kosztową oraz przychodową projektów. Dlatego też uważamy, że biorąc pod uwagę wrażliwość ekonomiki projektów MFW na wartość nakładów inwestycyjnych oraz wagę okresu budowy w ogólnym profilu ryzyka tych inwestycji, ograniczenie indeksacji może mieć miejsce nie wcześniej niż od momentu Naszym zdaniem, gdyby ww. ograniczenie waloryzacji miało zastosowanie w czasie realizacji procesów inwestycyjnych projektów z tzw. I fazy offshore wind, tj. kiedy branża borykała się z bezprecedensową eskalacją kosztów, Finalne Decyzje Inwestycyjne podejmowane obecnie stałyby pod znakiem zapytania. Ponadto zauważamy, że zgodnie z uzasadnieniem rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 stycznia 2025 r. w sprawie maksymalnej ceny za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców wartość inflacji przyjęta w długim terminie do wyznaczenia ww. ceny <u>wynosiła 2,5%</u>. W sytuacji, w której rzeczywista inflacja waloryzująca kontrakt różnicowy w danym roku może być zawsze niższa, lecz nigdy wyższa od poziomu 2,5%, z perspektywy matematycznej pewnym jest, że średnia waloryzacja w długim terminie <u>nie osiągnie poziomu 2,5%</u>. Oznacza to, że zaledwie miesiąc po wydaniu ww. rozporządzenia jego założenia stają się nieaktualne w sposób jednoznacznie niekorzystny dla branży offshore wind.		

		Co więcej, wskazujemy na to, że długość kontraktu różnicowego zgodnie ze zmienianą ustawą to co do zasady 25 lat od pierwszego dnia wytworzenia i wprowadzenia do sieci energii elektrycznej z morskiej farmy wiatrowej na podstawie uzyskanej koncesji. Oznacza to, że pierwsze projekty z tzw. II fazy offshore wind będą uzyskiwały wsparcie prawdopodobnie do drugiej połowy lat 50. XXI wieku. Natomiast cel inflacyjny jest ustalany przez Radę Polityki Pieniężnej co roku w założeniach polityki pieniężnej. Otwartą kwestią pozostaje zatem potencjalna zmiana tego celu w tak odległym horyzoncie czasowym. Naszym zdaniem również z tego względu proponowane przepisy nie Mając na uwadze powyższe argumenty proponujemy zmianę projektowanego przepisu w taki sposób, aby do momentu rozpoczęcia komercyjnego działania morskiej farmy wiatrowej (do roku uzyskania koncesji) zachować aktualne zasady indeksacji kontraktu różnicowego, natomiast od roku następującego po roku uzyskania koncesji – aby coroczna indeksacja kontraktu różnicowego mieściła się w tunelu inflacyjnym pomiędzy 1,5% a 3,5%, tj. zgodnie z założeniami polityki pieniężnej, które od 2004 roku są ustalane w tym samym kształcie przez Radę Polityki Pieniężnej (cel inflacyjny 2,5% z przedziałem odchylenia wynoszącym ± 1 p.p.). Naszym zdaniem takie rozwiązanie przysłuży się w największym stopniu do wypełnienia założenia przyświecającego projektodawcy, tj. zapewnienia stabilności szacunków finansowych i przewidywalności inwestycji przy	

			jednoczesnym ograniczeniu nadmiernego obciążenia odbiorców końcowych energii.		
73.	Art. 1 pkt 17 lit. a – dot. art. 38 ust. 5a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PGE S.A.	Proponowane brzmienie przepisu wymaga zmiany poprzez ustanowienie tzw. tunelu inflacyjnego, a nie poziomu maksymalnego inflacji. Przedstawiona propozycja istotnie pogarsza ekonomikę projektów II fazy i nie została w żaden sposób uwzględniona w ustalaniu wartości ceny maksymalnej dla tych projektów. Wprowadzenie ograniczenia w brzmieniu zaproponowanym w projekcie ustawy ograniczyłoby – a w skrajnych przypadkach uniemożliwiłoby wykonalność projektów MFW ze względu na niemożność pozyskania finansowania dłużnego. Kluczowym jest aby mechanizm ograniczający indeksację kontraktu różnicowego znajdował zastosowanie nie wcześniej niż od roku następującego po dacie COD tj. po wytworzeniu i wprowadzeniu do sieci energii elektrycznej na podstawie koncesji. We wcześniejszym okresie tj. od roku następującego po roku rozstrzygnięcia aukcji do COD (uzyskania koncesji) indeksacja powinna być w oparciu o rzeczywisty wskaźnik CPI za poprzedni rok ogłaszany przez GUS. Potrzeba ta wynika z ryzyka wzrostu nakładów inwestycyjnych wskutek presji inflacyjnej, co przed oddaniem projektów do eksploatacji powinno zostać zabezpieczone przez mechanizm różnicowy. W przypadku gdy ryzyko to nie zostanie zabezpieczone w sytuacji wystąpienia wzrostów nakładów powiązanych z presją inflacyjną, projekty które wygrają aukcję mogą stać się niemożliwe do zrealizowania. Ponadto wbrew intencji projektodawcy mechanizm ograniczenia indeksacji przybrał formę limitu inflacyjnego, a nie tunelu w obrębie, którego dolnego i górnego limitu indeksowany byłby kontrakt	W art. 38 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych dodawany ust. 5a otrzymuje brzmienie: <i>„5a. W przypadku gdy wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych, o którym mowa w ust. 5, w momencie określonym w art. 6 ust. 1, przekracza wartość średniookresowego celu inflacyjnego, z uwzględnieniem symetrycznego przedziału odchyień o szerokości ± 1 punktu procentowego w średnim okresie, określonego przez Radę Polityki Pieniężnej w założeniach polityki pieniężnej, o których mowa w art. 227 ust. 6 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 2 kwietnia 1997 r. (Dz.U. Nr 78, poz. 483, z późn. zm.), ogłoszonych w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej "Monitor Polski", waloryzacji, o której mowa w ust. 5 pkt 2 dokonuje się, z uwzględnieniem wartości indeksu cen towarów i usług konsumpcyjnych na poziomie:</i> <i>a) minimalnym 1,5% w przypadku gdy wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych, o którym mowa w ust. 5 w osiąga wartość poniżej 1,5%,</i> <i>b) zgodnym z wartością wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych, o którym mowa w ust. 5 jeżeli osiąga poziom w przedziale wartości 1,5% - 3,5%,</i> <i>c) maksymalnym 3,5% w przypadku gdy wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych, o którym mowa w ust. 5, przekracza wartość średniookresowego celu inflacyjnego z uwzględnieniem symetrycznego przedziału odchyień o szerokości ± 1 punktu procentowego w średnim okresie,</i>	Uwaga nieuwzględniona Celem zawartych w projekcie przepisów jest zabezpieczenie odbiorców przed wystąpieniem nagłych i nieproporcjonalnych kosztów wsparcia, a po stronie wytwórców nadmiarowych i nieuzasadnionych zysków. Proponowana regulacja ma na celu zagwarantowanie pewności inwestycyjnej w sytuacji, w której średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych przekroczy wartość średniookresowego celu inflacyjnego określonego przez Radę Polityki Pieniężnej w założeniach polityki pieniężnej. Wytwórcy w swoich modelach finansowych również przyjmują ten wskaźnik, przygotowując się do złożenia oferty aukcyjnej Dodatkowo należy wskazać, że w innych krajach występują mechanizmy polegające na braku waloryzacji wsparcia lub jego waloryzacji tylko do momentu rozpoczęcia eksploatacji. Na przykład 9 kwietnia litewski rząd zdecydował o zmianie zasad indeksacji wsparcia, m.in. poprzez skrócenie indeksacji z 23 do 8 lat. Ma to zmniejszyć obciążenia dla litewskiego budżetu o ok. 500 mln euro. W polskich warunkach waloryzacja ma na celu zagwarantowanie wytwórcom pokrycia wsparciem wzrostu kosztów kapitałowych i eksploatacyjnych na poziomie inflacji, jednak ochrona odbiorców końcowych przed

różnicowy. W praktyce oznacza to, że rzeczywisty uśredniony wskaźnik inflacji będzie zawsze poniżej celu inflacyjnego co prezentuje poniższy wykres:



Zgodnie z historycznymi odczytami CPI w okresie 2004 – 2024 średnia wartość inflacja z uwzględnieniem mechanizmu opisanego w podpozycji przepisu (jednostronny CAPem na poziomie 2,5%) wynosi 1,82%, czyli istotnie poniżej wartości średniokresowego celu inflacyjnego NBP.

W celu stworzenia warunków realizacji projektów MFW zgodnych z intencją projektodawcy proponujemy:

- wyznaczenie przedziału tunelu inflacyjnego z uwzględnieniem symetrycznego przedziału odchyłeń o szerokości ± 1 punktu od celu inflacyjnego na poziomie +3,5: 1,5%, który nadal będzie pełnił rolę limitu ograniczającego szoki inflacyjne zgodnie z intencją Ministra Finansów jednocześnie uśredniając poziom inflacji w długim okresie do wartości celu inflacyjnego.
- alternatywnie wprowadzenie stałego wskaźnik indeksacji na

- **począwszy od roku następującego po roku uzyskania przez wytwórcę pierwszej koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w danej morskiej farmie wiatrowej lub jej części.**

nadmiarowymi kosztami energii elektrycznej jest także niezbędna i to właśnie zapewnia zaproponowane w ustawie rozwiązanie.

			poziomie celu inflacyjnego NBP (2.5%) począwszy od roku następującego po dacie COD. Proponowana zmiana jest zgodna z założeniami przyjętymi przez ustawodawcę do ustalenia ceny maksymalnej w aukcji w 2025 r. W uzasadnieniu do rozporządzenia w sprawie ceny maksymalnej dla II fazy w zakresie indeksacji założono: <i>„Założono, że sytuacja makroekonomiczna ustabilizuje się po 2025 r., w związku z czym inflacja będzie stała (2,5% r/r CPI) zarówno w strefie PLN, jak i EUR. Jest to również ogólnie stosowana praktyka, gdzie w średniej i dalekiej przyszłości nie zakłada się szoków i kryzysowych sytuacji wpływających na założenia makroekonomiczne.”</i>		
74.	Art. 1 pkt 17 lit. b i d – dot. art. 38 ust. 6a i 7a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Grupa Przemysłowa Baltic sp. z o.o.	Celem zachowania spójności zapisów, w ślad za uwagą z pkt 1 powyżej, opiniowania jednostka redakcyjna powinna ulec usunięciu.	Usunięcie zapisu.	Uwaga nieuwzględniona Współdzielenie zmniejsza koszty inwestycyjne a co za tym idzie wpływa na obniżenie kosztów energii dla odbiorców końcowych. Pozytywnie wpływa na środowisko ze względu na zmniejszenie oddziaływania na dno morskie i rozdrobnienie siedlisk, „szatkowanie” obszarów morskich kablami itd.
75.	Art. 1 pkt 18 lit. a – dot. art. 40 tiret pierwszy	Grupa Przemysłowa Baltic sp. z o.o.	Celem zachowania spójności zapisów, w ślad za uwagą z pkt 1 powyżej, opiniowania jednostka redakcyjna powinna ulec usunięciu.	Usunięcie zapisu	Uwaga nieuwzględniona Współdzielenie zmniejsza koszty inwestycyjne a co za tym idzie wpływa na obniżenie kosztów energii dla odbiorców końcowych. Pozytywnie wpływa na środowisko ze względu na zmniejszenie oddziaływania na dno morskie i rozdrobnienie siedlisk, „szatkowanie” obszarów morskich kablami itd.
76.	Art. 1 pkt 18 lit. c – dot. art. 40 ust. 5 pkt 1 ustawy z	PSE S.A.	Projektowany przepis określa zasady wyznaczenia rekompensaty finansowej dla przypadku, o którym mowa w ust. 3 pkt 1,	1) w przypadku prawa wytwórcy, o którym mowa w ust. 3 pkt 1 oraz w ust. 3 pkt 1a – sumie wartości rozliczeń	Uwaga uwzględniona

	dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		oraz prawa do pokrycia ujemnego salda dla przypadku, o którym mowa w ust. 3 pkt 1a. Dla pierwszego z tych przypadków zasady wyznaczania powinny uwzględniać wartości rozliczeń z podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie (POB), a dla drugiego powinny uwzględniać wartości rozliczeń z dostawcą usług bilansujących (DUB). W związku z tym proponujemy zmianę kolejności wystąpienia w przepisie odwołania do rozliczeń z POB i DUB. Ponadto proponujemy zmianę wyrażenia „centralny mechanizm bilansowania” na „rynek bilansujący”, którego definicja jest wprowadzona w ustawie Prawo energetyczne.	spowodowanych przez tę energię elektryczną w rozliczeniach podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie lub dostawcy usług bilansujących, dostawcy usług bilansujących i podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie wytwórcy, w ramach rynku bilansującego w ramach centralnego mechanizmu bilansowania handlowego, oraz wartości różnicy pomiędzy wartością energii elektrycznej ustaloną w sposób określony w ust. 1 pkt 2 oraz wartością tej energii elektrycznej ustaloną w sposób określony w ust. 1 pkt 1, wyznaczonymi dla ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 3 pkt 1 lub ust. 3 pkt 1a, którą wytwórca otrzymałby, gdyby nie wydano polecenia redysponowania;”,	
77.	Art. 1 pkt 19 – dot. Art. 47 ust. 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Grupa Przemysłowa Baltic sp. z o.o.	Celem zachowania spójności zapisów, w ślad za uwagą z pkt 1 powyżej, opiniowania jednostka redakcyjna powinna ulec usunięciu.	Usunięcie zapisu.	Uwaga nieuwzględniona Współdzielenie zmniejsza koszty inwestycyjne a co za tym idzie wpływa na obniżenie kosztów energii dla odbiorców końcowych. Pozytywnie wpływa na środowisko ze względu na zmniejszenie oddziaływania na dno morskie i rozdrobnienie siedlisk, „szatkowanie” obszarów morskich kablami itd.
78.	Art. 1 pkt 21 – dot. art. 56a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Projekt ustawy przewiduje uprawnienie dla operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego („OSP”) do wypowiedzenia umowy o przyłączenie, w przypadku, gdy wytwórca nie wziął udziału w aukcji lub nie wygrał aukcji. Takie uprawnienie naruszałoby stabilność obrotu gospodarczego oraz pewność prawa wprowadzając regułę, która ingerowałaby w stosunki umowne stron umowy o przyłączenie. Projektowany przepis wprowadzałby niepewność związaną w wzięciem udziału w aukcji, wymuszając w	Usunięcie z projektu ustawy art. 56a w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Uwaga nieuwzględniona Proponowany przepis dotyczy wyłącznie sytuacji wytwórcy, który oświadczył w umowie o przyłączenie do sieci, że zamierza ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda a nie wziął udziału w pierwszej rozstrzygniętej aukcji lub tej aukcji nie wygrał. Przepis w żaden sposób nie ingeruje w stosunki umowne stron umowy o przyłączenie.

			praktyce decyzję o wzięciu w niej udziału niezależnie od oceny związanego z tym ryzyka czy szansy na powodzenie tj. terminową realizację projektu MFW. Tym bardziej nieuzasadnione jest uzależnienie nienaruszalności ustalonego stosunku prawnego między OSP a wytwórcą (umowy przyłączeniowej) od okoliczności, które są poza kontrolą wytwórcy tj. od wygrania aukcji. Uważamy, że dodawany przepis narusza prawa nabyte wytwórcy i w nieuzasadniony sposób ingeruje w materię, która jest i winna być pozostawiona do decyzji wytwórcy (udział w aukcji). Tym bardziej niezasadne jest uzależnienie trwałości stosunku prawnego od okoliczności, na które wytwórca nie ma wpływu (wygrana w aukcji).		Przepis jest realizacją usprawnienia procesu planowania rozwoju sieci elektroenergetycznej i czasu przyłączenia dając możliwość uwolnienia mocy z nierealizowanych umów przyłączeniowych. Propozycja przepisu ma pomóc w rozwiązaniu problemu tzw. „blokowania mocy przyłączeniowych” w związku z wydanymi a nie realizowanymi umowami przyłączeniowymi. Tym samym, rozwiązanie ma przyspieszyć realizowanie inwestycji przez podmioty zainteresowane.
79.	Art. 1 pkt 21 – dot. art. 56a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	RWE Offshore Wind Poland	RWE popiera proponowane rozwiązanie. Sugerujemy jedynie doprecyzowanie brzmienia art. 56a, tak, aby zastąpić nieostre pojęcie „pierwszej aukcji” odesłaniem do harmonogramu aukcji z art. 29.	Nadanie nowego brzmienia dodawanemu art. 56a ust. 1 ustawy zmienianej „Art. 56a. 1.Operatorowi systemu przesyłowego lub operatorowi systemu dystrybucyjnego przysługuje prawo do wypowiedzenia umowy o przyłączenie do sieci, w całości lub w części, ze skutkiem natychmiastowym, wytwórcy, który oświadczył w tej umowie, że zamierza ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda <u>a nie wziął udziału w aukcji, o której mowa w art. 29 ust. 3 pkt 1</u> lub tej aukcji nie wygrał. W sytuacji, o której mowa w zdaniu pierwszym wypowiedzenie następuje z przyczyn dotyczących wytwórcy.”	Uwaga nieuwzględniona Odesłanie do harmonogramu aukcji nie jest właściwe, gdyż docelowo art. 56a ustawy offshore wind ma mieć zastosowanie do pierwszej rozstrzygniętej aukcji. Nie ma pewności czy aukcja wskazana w art. 29 ust. 3 pkt 1 ustawy offshore wind będzie rozstrzygnięta.
80.	Art. 1 pkt 21 – dot. art. 56a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii	PGE S.A.	Projekt ustawy przewiduje uprawnienie dla operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego („OSP”) do wypowiedzenia umowy o przyłączenie, w przypadku, gdy wytwórca nie wziął udziału w aukcji lub nie wygrał aukcji.	Usunięcie z projektu ustawy art. 56a w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Uwaga nieuwzględniona Proponowany przepis dotyczy wyłącznie sytuacji wytwórcy, który oświadczył w umowie o przyłączenie do sieci, że zamierza ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia

	elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		Takie uprawnienie naruszałoby stabilność obrotu gospodarczego oraz pewność prawa wprowadzając regułę, która ingerowałaby w stosunki umowne stron umowy o przyłączenie. Projektowany przepis wprowadzałby niepewność związaną w wzięciem udziału w aukcji, wymuszając w praktyce decyzję o wzięciu w niej udziału niezależnie od oceny związanego z tym ryzyka czy szansy na powodzenie tj. terminową realizację projektu MFW. Tym bardziej nieuzasadnione jest uzależnienie nienaruszalności ustalonego stosunku prawnego między OSP a wytwórcą (umowy przyłączeniowej) od okoliczności, które są poza kontrolą wytwórcy tj. od wygrania aukcji. Uważamy, że dodawany przepis narusza prawa nabyte wytwórcy i w nieuzasadniony sposób ingeruje w materię, która jest i winna być pozostawiona do decyzji wytwórcy (udział w aukcji). Tym bardziej niezasadne jest uzależnienie trwałości stosunku prawnego od okoliczności, na które wytwórca nie ma wpływu (wygrana w aukcji).		ujemnego salda a nie wziął udziału w pierwszej rozstrzygniętej aukcji lub tej aukcji nie wygrał. Przepis w żaden sposób nie ingeruje w stosunki umowne stron umowy o przyłączenie. Przepis jest realizacją usprawnienia procesu planowania rozwoju sieci elektroenergetycznej i czasu przyłączenia dając możliwość uwolnienia mocy z nierealizowanych umów przyłączeniowych. Propozycja przepisu ma pomóc w rozwiązywaniu problemu tzw. „blokowania mocy przyłączeniowych” w związku z wydanymi a nie realizowanymi umowami przyłączeniowymi. Tym samym, rozwiązanie ma przyspieszyć realizowanie inwestycji przez podmioty zainteresowane
81.	Art. 1 pkt 21 – dot. art. 56a ust. 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Equinor i Polenergia	W naszej ocenie wszyscy uczestnicy aukcji biorą w niej udział w dobrej wierze, tzn. z zamiarem jej wygrania i realizacji projektu. Dlatego też uważamy, że możliwość natychmiastowego wypowiedzenia, już od pierwszej aukcji, umowy przyłączeniowej, tym bardziej z przyczyn dotyczących wytwórcy, jest zbyt dotkliwa. Mając powyższe na uwadze proponujemy ograniczenie możliwości rozwiązania umowy przyłączeniowej wyłącznie do przypadku, w którym dany wytwórca nie wziął udziału w pierwszych dwóch aukcjach dla morskich farm wiatrowych lub żadnej z tych aukcji nie wygrał.	Nadanie nowego brzmienia dodawanemu art. 56a ust. 1 ustawy zmienianej: „Art. 56a. 1. Operatorowi systemu przesyłowego lub operatorowi systemu dystrybucyjnego przysługuje prawo do wypowiedzenia umowy o przyłączenie do sieci, w całości lub w części, ze skutkiem natychmiastowym, wytwórcy, który oświadczył w tej umowie, że zamierza ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda w przypadku, gdy nie wziął on udziału w aukcjach, o których mowa w art. 29 ust. 3 pkt 1 i 2 lub wziął udział w aukcjach, o których mowa	Uwaga nieuwzględniona Proponowany przepis dotyczy wyłącznie sytuacji wytwórcy, który oświadczył w umowie o przyłączenie do sieci, że zamierza ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda a nie wziął udziału w pierwszej rozstrzygniętej aukcji lub tej aukcji nie wygrał. Nie ma pewności czy aukcje wskazane w art. 29 ust. 3 pkt 1 i 2 ustawy offshore wind będą rozstrzygnięte. Przepis jest realizacją usprawnienia procesu planowania rozwoju sieci

				w art. 29 ust. 3 pkt 1 i 2, lecz nie wygrał żadnej z nich.”	elektroenergetycznej i czasu przyłączenia dając możliwość uwolnienia mocy z nierealizowanych umów przyłączeniowych. Propozycja przepisu ma pomóc w rozwiązaniu problemu tzw. „blokowania mocy przyłączeniowych” w związku z wydanymi a nie realizowanymi umowami przyłączeniowymi. Tym samym, rozwiązanie ma przyspieszyć realizowanie inwestycji przez podmioty zainteresowane.
82.	Art. 1 pkt 21 – dot. art. 56a ust. 1 i 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PSEW	Propozycja dotyczy dodania nowego przepisu art. 56a w ustawie zmienianej. Biorąc pod uwagę, że aukcje dla morskich farm wiatrowych są konkurencyjne i w każdym przypadku przynajmniej jeden z uczestników musi przegrać, uważamy że wprowadzenie do ustawy przepisu pozwalającego na wypowiedzenie umowy przyłączeniowej w przypadku niewygrania aukcji jest nadmiarowe. W naszej ocenie wszyscy uczestnicy aukcji biorą w niej udział w dobrej wierze, tzn. z zamiarem jej wygrania i realizacji projektu. Mając powyższe na uwadze, proponujemy ograniczenie możliwości rozwiązania umowy przyłączeniowej zgodnie z propozycją. Do przedmiotowej propozycji zdanie odrębne zgłosiła firma: - RWE – która popiera propozycję zawartą w projekcie - PGE Baltica, która wnosi o całkowite odstąpienie od proponowanej w projekcie zmiany	Nadanie nowego brzmienia dodawanemu art. 56a ust. 1 ustawy zmienianej i przeniesienie części treści do nowego ust. 2 w tym przepisie: „Art. 56a. 1. Operatorowi systemu przesyłowego lub operatorowi systemu dystrybucyjnego przysługuje prawo do wypowiedzenia umowy o przyłączenie do sieci, w całości lub w części, ze skutkiem natychmiastowym, wytwórcy, który oświadczył w tej umowie, że zamierza ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda w przypadku, gdy nie wziął on udziału w aukcjach, o których mowa w art. 29 ust. 3 pkt 1 i 2 lub wziął udział w aukcjach, o których mowa w art. 29 ust. 3 pkt 1 i 2, lecz nie wygrał żadnej z nich”.	Uwaga nieuwzględniona Proponowany przepis dotyczy wyłącznie sytuacji wytwórcy, który oświadczył w umowie o przyłączenie do sieci, że zamierza ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda, a nie wziął udziału w pierwszej rozstrzygniętej aukcji lub tej aukcji nie wygrał. Nie ma pewności czy aukcje wskazane w art. 29 ust. 3 pkt 1 i 2 ustawy offshore wind będą rozstrzygnięte. Przepis jest realizacją usprawnienia procesu planowania rozwoju sieci elektroenergetycznej i czasu przyłączenia dając możliwość uwolnienia mocy z nierealizowanych umów przyłączeniowych. Propozycja przepisu ma pomóc w rozwiązaniu problemu tzw. „blokowania mocy przyłączeniowych” w związku z wydanymi a nie realizowanymi umowami przyłączeniowymi. Tym samym, rozwiązanie ma przyspieszyć

					realizowanie inwestycji przez podmioty zainteresowane
83.	Art. 1 pkt 24 lit. b – dot. art. 81 ust. 6 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Polski Komitet Energii Elektrycznej	W dodawanym w art. 81 uMEW ust. 6 błędnie odwołano się do ust. 3a, który w tym artykule nie występuje. W związku z tym, konieczna jest zmiana tego odwołania. Prawdopodobnie chodzi o ust. 5.		Uwaga uwzględniona
84.	Art. 1 pkt 24 lit. b – dot. art. 81 ust. 6 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PSEW	Zgodnie z przepisem, zmiana rozmieszczenia turbin, o której mowa w ust. 5 podlega pisemnemu zgłoszeniu dyrektorowi urzędu morskiego właściwego dla lokalizacji morskiej farmy wiatrowej, w terminie 7 dni od dnia dokonania takiej zmiany. Biorąc pod uwagę uwzględnienie w tej liczbie również dni wolnych, termin ten jest zbyt krótki. Proponuje się wydłużenie go do 14 dni. Ponadto, w przepisie jest błąd redakcyjny, odwołujący się do ust. 3a, zamiast do ust. 5.	Proponuje się następujące brzmienie art. 81 ust. 6: „6. Zmiana, o której mowa w ust. 5 podlega pisemnemu zgłoszeniu dyrektorowi urzędu morskiego właściwego dla lokalizacji morskiej farmy wiatrowej, w terminie 14 dni od dnia dokonania takiej zmiany. Przepisu ust. 2-4 nie stosuje się.”	Uwaga uwzględniona częściowo Doprecyzowano, że chodzi o 7 dni roboczych
85.	Art. 1 pkt 25 – dot. art. 77 ust. 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PSEW	Proponujemy, aby w zmienianym przepisie dodać wyłączenie stosowania art. 81 Prawa geologicznego i górniczego, który dotyczy obowiązku zgłoszenia zamiaru rozpoczęcia robót na 14 dni przed ich rozpoczęciem. W naszej ocenie takie wyłączenie przyczyni się do skrócenia harmonogramów prac związanych z morskimi farmami wiatrowymi, co wypełni intencję zmienianego przepisu, zgodnie z którą proces uzyskiwania pozwoleń i decyzji powinien być uproszczony.	Proponujemy dodanie w art. 77 ustawy zmienianej ust. 1a w brzmieniu: „Obowiązku zgłoszenia zamiaru rozpoczęcia robót geologicznych, o którym mowa w art. 81 ustawy z dnia 9 czerwca 2011 r. – Prawo geologiczne i górnicze nie stosuje się w zakresie robót geologicznych dotyczących określenia warunków geologiczno-inżynierskich na potrzeby posadawiania morskiej farmy wiatrowej oraz urządzeń i obiektów wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.”	Uwaga nieuwzględniona Uwaga zostanie poddana analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego w MKiŚ.
86.	Art. 1 pkt 25 – dot. art. 77 ust. 1 ustawy z dnia 17	Equinor i Polenergia	Proponujemy, aby w zmienianym przepisie dodać wyłączenie stosowania art. 81 Prawa geologicznego i górniczego, który dotyczy	Proponujemy dodanie w art. 77 ustawy zmienianej ust. 1a o brzmieniu:	Uwaga nieuwzględniona

	grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		obowiązku zgłoszenia zamiaru rozpoczęcia robót na 14 dni przed ich rozpoczęciem. W naszej ocenie takie wyłączenie przyczyni się do skrócenia harmonogramów prac związanych z morskimi farmami wiatrowymi, co wypełni intencję zmienianego przepisu, zgodnie z którą proces uzyskiwania pozwoleń i decyzji powinien być uproszczony. Nasza propozycja jest także zgodna z rekomendacją dot. skracania procedur administracyjnych dla odnawialnych źródeł energii zawartą w przepisach prawa europejskiego, w tym w pakiecie RepowerEU i Dyrektywie RED III.	„1a. Obowiązku zgłoszenia zamiaru rozpoczęcia robót geologicznych, o którym mowa w art. 81 ustawy z dnia 9 czerwca 2011 r. – Prawo geologiczne i górnicze, nie stosuje się w zakresie robót geologicznych dotyczących określenia warunków geologiczno-inżynierskich na potrzeby posadawiania morskiej farmy wiatrowej oraz urządzeń i obiektów wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.”	Uwaga zostanie poddana analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego w MKiŚ.
87.	Art. 1 pkt 24 lit. b - dot. art. 81 ust. 6 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PGE S.A.	W dodawanym w art. 81 uMEW ust. 6 błędnie odwołano się do ust. 3a, który w tym artykule nie występuje. W związku z tym, konieczna jest zmiana tego odwołania. Prawdopodobnie chodzi o ust. 5.		Uwaga uwzględniona
88.	Art. 1 pkt 24 lit. b - dot. art. 81 ust. 6 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	GK ORLEN	Zgodnie z przepisem, zmiana rozmieszczenia turbin, o której mowa w ust. 5 podlega pisemnemu zgłoszeniu dyrektorowi urzędu morskiego właściwego dla lokalizacji morskiej farmy wiatrowej, w terminie 7 dni od dnia dokonania takiej zmiany. Biorąc pod uwagę uwzględnienie w tej liczbie również dni wolnych, termin ten jest zbyt krótki. Proponuje się wydłużenie go do 14 dni. Ponadto, w przepisie jest błąd redakcyjny, odwołujący się do ust. 3a, zamiast do ust. 5.	Proponuje się następujące brzmienie art. 81 ust. 6: „6. Zmiana, o której mowa w ust. 5 podlega pisemnemu zgłoszeniu dyrektorowi urzędu morskiego właściwego dla lokalizacji morskiej farmy wiatrowej, w terminie 14 dni od dnia dokonania takiej zmiany. Przepisu ust. 2-4 nie stosuje się.”	Uwaga uwzględniona częściowo Doprecyzowano, że chodzi o 7 dni roboczych
89.	Art. 1 pkt 25a – dot. Art. 82 ust. 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o	RWE Offshore Wind Poland	Propozycja dodatkowej zmiany w art. 82 ust. 2 ustawy	W art. 82 ust. 2: 1) w pkt 1 skreśla się wyrazy „przed rozpoczęciem robót budowlanych”,	Uwaga nieuwzględniona Intencją art. 82 ust. 2 ustawy offshore wind odnośnie wykonywania

promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		Ekspertyza zgodności projektowej, którą należy przedłożyć operatorowi przed rozpoczęciem robót budowlanych powinna na gruncie obowiązujących przepisów ustawy offshore być wykonywana po opracowaniu projektów wykonawczych, a przed rozpoczęciem robót budowlanych. Tymczasem projekt wykonawczy nie jest wymieniony w Prawie budowlanym jako projekt niezbędny do rozpoczęcia robót budowlanych – jest nim projekt budowlany. Tym samym art. 82 ust. 2 pkt 1 jest bardziej restrykcyjny od Prawa budowlanego. Należałoby odejść od takiego rozwiązania na rzecz mniej restrykcyjnego generalnego rozwiązania z prawa budowlanego, które jako akt prawny wyższego rzędu, powinno być spójne z przepisami szczególnymi, takimi jak ustawa offshore. Proponujemy zmianę brzmienia art. 82 ust. 2 pkt 1. Takie rozwiązanie będzie zgodne z zasadą spójności systemu prawa, a także zmniejszy obciążenia dla inwestorów i uniknie potencjalnych problemów interpretacyjnych. Z kolei na gruncie art. 82 ust. 2 pkt 2 ustawy offshore ekspertyza zgodności wykonawczej przedstawiana jest po zakończeniu budowy, wraz z wnioskiem o wydanie tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION). ION pozwala na eksploatację morskiej farmy wiatrowej (MFW) przez ograniczony czas, aby możliwe było rozpoczęcie testów zgodności MFW z odpowiednimi specyfikacjami i wymogami. Uzyskanie ION jest wymogiem uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej. Z	2) pkt 2 otrzymuje brzmienie: „2) wykonawczej, wydaną po zakończeniu budowy, potwierdzającą zgodność procesu budowy z projektem wykonawczym oraz ekspertyzą, o której mowa w pkt 1, wraz z wnioskiem o wydanie ostatecznego pozwolenia na użytkowanie (FON) w rozumieniu rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci, na morską farmę wiatrową lub jej część”.	ekspertyzy zgodności projektowej oraz wykonawczej jest umożliwienie zweryfikowania czy projekt oraz wykonanie zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z MFW (ZU) są zgodne z wymaganiami szczegółowymi wynikającymi z rozporządzenia wydanego na podstawie art. 83 ustawy offshore wind. Taka weryfikacja zgodności, na odpowiednio wczesnych etapach (projektowania, bezpośrednio po wykonaniu) pozwala odpowiednio wcześniej wykryć ewentualne niezgodności lub błędy i zmniejsza koszt oraz czas potrzebne do ich usunięcia. Natomiast rezygnacja ze sprawdzenia zgodności projektowej oraz przesunięcie kontroli zgodności wykonawczej na etap bezpośrednio przed złożeniem wniosku o FON istotnie zwiększa ryzyko, że usunięcie niektórych niezgodności będzie bardziej kosztowne lub czasochłonne, a niektórych być może nie da się usunąć bez zaprojektowania lub wybudowania na nowo. Dodatkowo proponowana zmiana powoduje ryzyko, że do sieci zostanie przyłączony (nawet tymczasowo) i użytkowany ZU, który może niepoprawnie współpracować z tą siecią i innymi podmiotami do niej przyłączonymi. Jakość projektu wzrasta wraz z odpowiednią częstotliwością jego monitorowania przez obie strony. Postulowane rozwiązanie będzie więc zwiększać ryzyka, głównie po stronie

		technicznego punktu widzenia nic nie stoi na przeszkodzie, aby dla danej MFW uzyskać ION w momencie, gdy jest ona zdolna do wytworzenia pierwszej energii eklektycznej. Oznacza to techniczną możliwość uzyskania ION jeszcze przed zakończeniem budowy wszystkich morskich turbin wiatrowych. Jednakże aktualne brzmienie przepisu art. 82 ust. 2 pkt 2 ustawy offshore uniemożliwia uzyskanie ION dla całej MFW przed zakończeniem jej budowy, wymuszając uzyskiwanie częściowych ION dla każdego tzw. stringu (części turbin oddawanej do użytku wspólnie) w przypadku etapowego oddawania do użytku MFW oraz chęci uzyskiwania częściowych koncesji (co prawdopodobnie będzie stanowiło powszechne podejście wśród deweloperów) ze względu na wymóg, aby ekspertyza zgodności projektowej była wykonana po zakończeniu budowy i przedłożona wraz z wnioskiem o ION. To z kolei oznacza konieczność mnożenia dokumentacji i zwiększenie nakładu pracy zarówno po stronie deweloperów, jak i operatora systemu przesyłowego. Podkreślić należy, że zarówno mnożenie ekspertyz zgodności wykonawczej, jak i wniosków o ION, nie ma merytorycznie żadnej wartości dodanej w stosunku do przedłożenia jednego wniosku o ION i jednej ekspertyzy zgodności wykonawczej dla całej MFW. W związku z tym proponujemy, aby ekspertyza zgodności wykonawczej, o której mowa w art. 82 ust. 2 pkt 2 ustawy offshore, była przedkładana wraz z wnioskiem o wydanie ostatecznego pozwolenia na użytkowanie (FON). Powyższe pozwoli uzyskać pojedynczy ION	inwestorów MFW, innych użytkowników sieci, ale także OSP, w związku z tym należy pozostawić bez zmian wymagania dot. ekspertyzy zgodności projektowej. W kontekście ekspertyzy zgodności wykonawczej również nie należy odsuwać momentu jej wykonania. Skutecznym rozwiązaniem będzie doprecyzowanie sformułowania „po zakończeniu budowy” tak, żeby było jasne, że chodzi o moment zakończenia robót budowlanych niezbędnych do wybudowania i uruchomienia ZU a nie uzyskania pozwolenia na użytkowanie całej MFW.

			także dla MFW oddawanych do użytku w częściach, co uprości cały proces zarówno po stronie dewelopera, jak i operatora systemu przesyłowego.		
90.	Art. 1 pkt 25a – dot. Art. 82 ust. 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PSEW	Ekspertyza zgodności projektowej, którą należy przedłożyć operatorowi przed rozpoczęciem robót budowlanych powinna na gruncie obowiązujących przepisów ustawy offshore być wykonywana po opracowaniu projektów wykonawczych, a przed rozpoczęciem robót budowlanych. Tymczasem projekt wykonawczy nie jest wymieniony w Prawie budowlanym jako projekt niezbędny do rozpoczęcia robót budowlanych – jest nim projekt budowlany. Tym samym art. 82 ust. 2 pkt 1 jest bardziej restrykcyjny od Prawa budowlanego. Należałoby odejść od takiego rozwiązania na rzecz mniej restrykcyjnego generalnego rozwiązania z prawa budowlanego, które jako akt prawny wyższego rzędu, powinno być spójne z przepisami szczególnymi, takimi jak ustawa offshore. Proponujemy zmianę brzmienia art. 82 ust. 2 pkt 1. Takie rozwiązanie będzie zgodne z zasadą spójności systemu prawa, a także zmniejszy obciążenia dla inwestorów i uniknie potencjalnych problemów interpretacyjnych. Z kolei na gruncie art. 82 ust. 2 pkt 2 ustawy offshore ekspertyza zgodności wykonawczej przedstawiana jest po zakończeniu budowy, wraz z wnioskiem o wydanie tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION). ION pozwala na eksploatację morskiej farmy wiatrowej (MFW) przez ograniczony czas, aby możliwe było rozpoczęcie testów	W art. 82 ust. 2: 1) w pkt 1 skreśla się wyrazy „przed rozpoczęciem robót budowlanych”, 2) pkt 2 otrzymuje brzmienie: „2) wykonawczej, wydaną po zakończeniu budowy, potwierdzającą zgodność procesu budowy z projektem wykonawczym oraz ekspertyzą, o której mowa w pkt 1, wraz z wnioskiem o wydanie ostatecznego pozwolenia na użytkowanie (FON) w rozumieniu rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci, na morską farmę wiatrową lub jej część”.	Uwaga nieuwzględniona Intencją art. 82 ust. 2 ustawy offshore wind odnośnie wykonywania ekspertyzy zgodności projektowej oraz wykonawczej jest umożliwienie zweryfikowania czy projekt oraz wykonanie zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z MFW (ZU) są zgodne z wymaganiami szczegółowymi wynikającymi z rozporządzenia wydanego na podstawie art. 83 ustawy offshore wind. Taka weryfikacja zgodności, na odpowiednio wczesnych etapach (projektowania, bezpośrednio po wykonaniu) pozwala odpowiednio wcześniej wykryć ewentualne niezgodności lub błędy i zmniejsza koszt oraz czas potrzebne do ich usunięcia. Natomiast rezygnacja ze sprawdzenia zgodności projektowej oraz przesunięcie kontroli zgodności wykonawczej na etap bezpośrednio przed złożeniem wniosku o FON istotnie zwiększa ryzyko, że usunięcie niektórych niezgodności będzie bardziej kosztowne lub czasochłonne, a niektórych być może nie da się usunąć bez zaprojektowania lub wybudowania na nowo. Dodatkowo proponowana zmiana powoduje ryzyko, że do sieci zostanie przyłączony (nawet tymczasowo) i użytkowany ZU, który może niepoprawnie współpracować z tą

		zgodności MFW z odpowiednimi specyfikacjami i wymogami. Uzyskanie ION jest wymogiem uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej. Z technicznego punktu widzenia nic nie stoi na przeszkodzie, aby dla danej MFW uzyskać ION w momencie, gdy jest ona zdolna do wytworzenia pierwszej energii elektrycznej. Oznacza to techniczną możliwość uzyskania ION jeszcze przed zakończeniem budowy wszystkich morskich turbin wiatrowych. Jednakże aktualne brzmienie przepisu art. 82 ust. 2 pkt 2 ustawy offshore uniemożliwia uzyskanie ION dla całej MFW przed zakończeniem jej budowy, wymuszając uzyskiwanie częściowych ION dla każdego tzw. stringu (części turbin oddawanej do użytku wspólnie) w przypadku etapowego oddawania do użytku MFW oraz chęci uzyskiwania częściowych koncesji (co prawdopodobnie będzie stanowiło powszechne podejście wśród deweloperów) ze względu na wymóg, aby ekspertyza zgodności projektowej była wykonana po zakończeniu budowy i przedłożona wraz z wnioskiem o ION. To z kolei oznacza konieczność mnożenia dokumentacji i zwiększenie nakładu pracy zarówno po stronie deweloperów, jak i operatora systemu przesyłowego. Podkreślić należy, że zarówno mnożenie ekspertyz zgodności wykonawczej, jak i wniosków o ION, nie ma merytorycznie żadnej wartości dodanej w stosunku do przedłożenia jednego wniosku o ION i jednej ekspertyzy zgodności wykonawczej dla całej MFW. W związku z tym proponujemy, aby ekspertyza zgodności wykonawczej, o której mowa w art. 82 ust. 2 pkt 2 ustawy		siecią i innymi podmiotami do niej przyłączonymi. Jakość projektu wzrasta wraz z odpowiednią częstotliwością jego monitorowania przez obie strony. Postulowane rozwiązanie będzie więc zwiększać ryzyka, głównie po stronie inwestorów MFW, innych użytkowników sieci ale także OSP, w związku z tym należy pozostawić bez zmian wymagania dot. ekspertyzy zgodności projektowej. W kontekście ekspertyzy zgodności wykonawczej również nie należy odsuwać momentu jej wykonania. Skutecznym rozwiązaniem będzie doprecyzowanie sformułowania „po zakończeniu budowy” tak, żeby było jasne, że chodzi o moment zakończenia robót budowlanych niezbędnych do wybudowania i uruchomienia ZU a nie uzyskania pozwolenia na użytkowanie całej MFW.

			offshore, była przedkładana wraz z wnioskiem o wydanie ostatecznego pozwolenia na użytkowanie (FON). Powyższe pozwoli uzyskać pojedynczy ION także dla MFW oddawanych do użytku w częściach, co uprości cały proces zarówno po stronie dewelopera, jak i operatora systemu przesyłowego.		
91.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PSEW	Postulujemy zmianę 84a na brzmienie spójne z art. 108 ust. 2 ustawy z dnia 5 sierpnia 2015 r. o pracy na morzu. Rozwiązanie takie umożliwiłoby wytwórcom stosowanie analogicznych zasad dla wszystkich pracowników wykonujących pracę dla projektów MFW tj. personelu przemysłowego i pracowników w portach morskich, terminalach instalacyjnych lub bazach serwisowych, co jest rozwiązaniem pożądanym przez wytwórców, umożliwiającym efektywne planowanie pracy dla pracowników wykonujących pracę w MFW. Postulujemy również doprecyzować zakres osób objętych w/w regulacją i rozszerzyć go o osoby podróżujące i przebywające na pokładzie statku powietrznego ze względu możliwość wykonywania prac na morzu przez personel przy użyciu również tego rodzaju transportu.	Art. 84a otrzymuje brzmienie: „Art. 84a. Postanowienia art. 108 ustawy z dnia 5 sierpnia 2015 r. o pracy na morzu stosuje się odpowiednio do czasu pracy: 1) w znajdujących się w portach morskich terminalach instalacyjnych lub bazach serwisowych przeznaczonych do celów obsługi budowy, eksploatacji lub likwidacji morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy; 2) w stanowiących część zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy stacjach elektroenergetycznych zlokalizowanych na lądzie; 3) personelu przemysłowego w rozumieniu art. 5 pkt 10d ustawy z dnia 18 sierpnia 2011r. o bezpieczeństwie morskim; 4) osób podróżujących lub przebywających na pokładzie statku powietrznego w celu wykonywania wszelkich czynności związanych z budową, eksploatacją lub likwidacją morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.” Skreśla się art. 108a ustawy z dnia 5 sierpnia 2015 r. o pracy na morzu.	Uwaga nieuwzględniona Przeznaczeniem ustawy z dnia 5 sierpnia 2015 r. o pracy na morzu jest uregulowanie kwestii związanych z wykonywaniem pracy na statkach morskich. Mając na uwadze powyższe to właśnie ta ustawa jest właściwa do uregulowania kwestii związanych z czasem pracy na morzu personelu przemysłowego. Ponadto w ocenie MKiŚ niezasadnym jest zastosowanie przepisów dot. przedłużonego czasu pracy dla osób podróżujących lub przebywających na pokładzie statku powietrznego. Osoby podróżujące lub przebywające na pokładzie statku powietrznego będą potem przebywać na morzu na turbinie lub statku i wracać na ląd. Nie będą więc pracowały w trybie nieprzerwanym.
92.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84a ustawy z dnia 17	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Postulujemy zmianę brzmienia dodawanego art. 84a ust. 2 na brzmienie spójne z art. 108 ust. 2 ustawy z dnia 5	W dodawanym art. 84a w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w	Uwaga częściowo uwzględniona

	grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		sierpnia 2015 r. o pracy na morzu (Dz. U. z 2023 r. poz. 2257), tj. wskazanie, że norma czasu pracy w systemie zmianowym wynosi 44 godziny w przyjętym okresie rozliczeniowym nieprzekraczającym jednego tygodnia. Rozwiązanie takie umożliwiłoby wytwórcom stosowanie analogicznych zasad dla wszystkich pracowników wykonujących pracę dla projektów MFW tj. personelu przemysłowego i pracowników w portach morskich, terminalach instalacyjnych lub bazach serwisowych, co jest rozwiązaniem pożądanym przez wytwórców, umożliwiającym efektywne planowanie pracy dla pracowników wykonujących pracę w MFW.	morskich farmach wiatrowych ust. 2 otrzymuje brzmienie: „2. Praca w granicach norm czasu pracy, o których mowa w ust. 1, nie jest pracą w godzinach nadliczbowych, jeżeli liczba godzin pracy ~~w~~ nie przekroczy przeciętnie ~~168~~ 44 godzin w przyjętym okresie rozliczeniowym nieprzekraczającym jednego miesiąca tygodnia.”	Ujednolicono przepis z brzmieniem art. 108 ust. 2 ustawy z dnia 5 sierpnia 2015 r. o pracy na morzu.
93.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PGE S.A.	Postulujemy zmianę brzmienia dodawanego art. 84a ust. 2 na brzmienie spójne z art. 108 ust. 2 ustawy z dnia 5 sierpnia 2015 r. o pracy na morzu (Dz. U. z 2023 r. poz. 2257), tj. wskazanie, że norma czasu pracy w systemie zmianowym wynosi 44 godziny w przyjętym okresie rozliczeniowym nieprzekraczającym jednego tygodnia. Rozwiązanie takie umożliwiłoby wytwórcom stosowanie analogicznych zasad dla wszystkich pracowników wykonujących pracę dla projektów MFW tj. personelu przemysłowego i pracowników w portach morskich, terminalach instalacyjnych lub bazach serwisowych, co jest rozwiązaniem pożądanym przez wytwórców, umożliwiającym efektywne planowanie pracy dla pracowników wykonujących pracę w MFW.	W dodawanym art. 84a w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych ust. 2 otrzymuje brzmienie: „2. Praca w granicach norm czasu pracy, o których mowa w ust. 1, nie jest pracą w godzinach nadliczbowych, jeżeli liczba godzin pracy ~~w~~ nie przekroczy przeciętnie ~~168~~ 44 godzin w przyjętym okresie rozliczeniowym nieprzekraczającym jednego miesiąca tygodnia.”	Uwaga częściowo uwzględniona Ujednolicono przepis z brzmieniem art. 108 ust. 2 ustawy z dnia 5 sierpnia 2015 r. o pracy na morzu.
94.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o	PSEW	W opinii branży należy rozważyć możliwość partycypacji administracji publicznej w rekompensowaniu rybakom utrudnień w połowach w czasie eksploatacji morskich		Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o

	promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		farm wiatrowych. Doświadczenia z innych rynków pokazują, że możliwa jest koegzystencja sektora morskich farm wiatrowych i sektora rybołówstwa, a budowa morskich farm wiatrowych nie jest przeciwwskazaniem do wykonywania połowów. Przykład takich rynków jak UK, Irlandia czy Francja pokazuje, że rybacy mogą eksploatować łowiska i przepływać przez obszar morskich farm wiatrowych po odpowiednich uzgodnieniach. Na Bałtyku zaobserwowano dotychczas ok. 500 incydentów bezpieczeństwa i obecnie toczy się dyskusja na temat ochrony infrastruktury energetycznej na morzu oraz rozszerzenia katalogu infrastruktury krytycznej m.in. o morskie farmy wiatrowe, a ewentualne rozwiązania w tym zakresie będą przedmiotem regulacji prawnych, za których kształt będą odpowiadały organy państwowe. Z uwagi na istotną rolę MFW w systemie ochrony kraju należy przeprowadzić dyskusję nt. planowanych rekompensat i ewentualnego udziału państwa w tym systemie tak, aby to nie wyłącznie na inwestorze spoczywał ciężar rekompensowania potencjalnych strat wynikających z odgórnego ograniczania możliwości użytkowania obszarów MFW na zadania związane z wykonywaniem rybołówstwa komercyjnego. Dlatego – w obliczu zagrożeń, z jakimi mierzy się dzisiaj nasz kraj i cała Europa oraz biorąc pod uwagę nikłą decyzyjność inwestorów w tym obszarze postulujemy o rozpoczęcie dialogu w zakresie podziału zobowiązań związanych z rekompensowaniem potencjalnych strat przedstawicielom sektora rybołówstwa		promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego. analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

			między inwestorów, realizujących zamierzenie gospodarcze, a organy państwowe, dysponujące pośrednio infrastrukturą MFW. Czas budowy i demontażu MFW to etapy wymagające szczególnej ochrony i zapewnienia bezpieczeństwa wszystkich użytkowników obszarów morskich, jednak 25 lub 30 letni etap eksploatacji daje możliwość uzgodnienia warunków koegzystencji. Dzisiejsza sytuacja geopolityczna znacząco to utrudnia. Podkreślamy, że odniesienie się do proponowanego art. 84b jest niezwykle ciężkie z uwagi na brak udostępnienia projektów aktów wykonawczych, jakie zostaną wydane na mocy tych przepisów. Może to powodować nadmierną regulację na gruncie ustawy i powoduje, że nie jest możliwe szczegółowe odniesienie się do proponowanych rozwiązań w kontekście, w jakim zostaną uwzględnione w akcie wykonawczym. Chcielibyśmy również podkreślić, że system rekompensat powinien być jasno podzielony na fazę budowy i likwidacji oraz fazę eksploatacji tak, aby nie powodować wątpliwości przy jego stosowaniu.		
95.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PSEW	<u>Rekompensaty dla armatorów statków rybackich:</u> Wskazać należy, że kwoty należne z tytułu rekompensat dla rybaków nie były brane pod uwagę przy określaniu ceny maksymalnej dla projektów pierwszej fazy, co wynikało z faktu, że obszary przeznaczone na wytwarzanie energii pierwszej fazy wyznaczane były w taki sposób, by w jak najmniejszym zakresie wpływać na rybołówstwo komercyjne.		Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

			Podobnie, w Planie Zagospodarowania Przestrzennego Obszarów Morskich (Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 14 kwietnia 2021 r. w sprawie przyjęcia planu zagospodarowania przestrzennego morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej w skali 1:200 000 [Dz.U. 2021 poz. 935] -Załącznik nr 1) obszary te wyznaczono tak, aby zmaksymalizować korzyści gospodarcze wynikające z zagospodarowania morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej.		
96.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PSEW	Prace dotyczące rekompensat za straty poniesione przez armatorów rybackich trwają w zasadzie od 2021 r. i do tej pory nie przyjęto żadnych przepisów regulujących. W związku z tym, że prace nad morskimi farmami wiatrowymi są na bardzo zaawansowanym poziomie, a w stosunku do jednej morskiej farmy wiatrowej (Baltic Power) zostały już nawet rozpoczęte prace instalacyjne na morzu (w styczniu 2025 r.), część inwestorów zaczęła opracowywać indywidualne lub już opracowała, przejściowe systemy rekompensat, które obowiązywałyby do momentu wejścia przepisów regulujących odszkodowania. Aby uniknąć wątpliwości w zakresie funkcjonowania przepisów oraz uniknąć sytuacji, w której dany inwestor musiałby wypłacić odszkodowanie dwa razy temu samemu armatorowi rybackiego za ten sam okres (na bazie własnego systemu rekompensat oraz metodyki zawartej w przepisach wykonawczych proponowanego w art. 84b ust.7. rozporządzenia), proponuje się wprowadzenie odpowiedniego przepisu przejściowego, zgodnie z którym, jeśli armator rybacki uzyskał jakiegokolwiek	Postulujemy dodanie nowego art. stanowiącego przepis przejściowy o brzmieniu: „Art. X. W przypadku, gdy przed wejściem w życie przepisów wykonawczych, o których mowa w art. 84b ust. 7 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, wytwórca wypłaci armatorowi rybackiemu odszkodowanie za straty poniesione w związku z budową, eksploatacją lub likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, po wejściu w życie przepisów wykonawczych, o których mowa w art. 84b ust. 7 armator rybacki może złożyć wniosek do wytwórcy o oszacowanie wartości odszkodowania na podstawie tych przepisów oraz pokrycie różnicy w odszkodowaniu, w przypadku, jeśli na ich podstawie byłoby ono wyższe niż wypłacone uprzednio przez wytwórcę dla danego okresu.”	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

			odszkodowanie za poniesione straty od wytwórcy za dany okres przed wejściem w życie nowych przepisów, to po wejściu nowych przepisów w życie będzie mógł złożyć wniosek o pokrycie przez wytwórcę różnicy w wartości odszkodowania, jeśli na bazie przepisów nowego rozporządzenia jest dla niego korzystniejsza.		
97.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Uwaga ogólna. Wskazać należy, że kwoty należne z tytułu rekompensat dla rybaków nie były brane pod uwagę przy określaniu ceny maksymalnej dla projektów pierwszej fazy, co być może wynikało to z faktu, że obszary przeznaczone na wytwarzanie energii pierwszej fazy wyznaczane były w taki sposób, by w jak najmniejszym zakresie wpływać na rybołówstwo komercyjne. Podobnie w Planie Zagospodarowania Przestrzennego Obszarów Morskich (Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 14 kwietnia 2021 r. w sprawie przyjęcia planu zagospodarowania przestrzennego morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej w skali 1:200 000 - Załącznik nr 1) obszary te wyznaczono tak, aby zmaksymalizować korzyści gospodarcze wynikające z zagospodarowania morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej.		Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
98.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	GK ORLEN	Prace dotyczące rekompensat za utracone korzyści armatorów rybackich trwają w zasadzie od 2021 r. i do tej pory nie przyjęto żadnych przepisów regulujących. W związku z tym, że prace nad morskimi farmami wiatrowymi są na bardzo zaawansowanym poziomie, a w stosunku do jednej morskiej farmy wiatrowej (Baltic Power) zostały już nawet rozpoczęte prace instalacyjne na morzu (w styczniu 2025 r.), część inwestorów zaczęła opracowywać indywidualne lub już opracowała, przejściowe systemy rekompensat, które	Postuluje się dodanie nowego art. stanowiącego przepis przejściowy o brzmieniu: „Art. X. W przypadku, gdy przed wejściem w życie przepisów wykonawczych, o których mowa w art. 84b ust. 7 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, wytwórca wypłaci armatorowi rybackiemu odszkodowanie za utratę korzyści majątkowych, w związku z budową, eksploatacją lub likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

			obowiązywałyby do momentu wejścia przepisów regulujących odszkodowania. Aby uniknąć wątpliwości w zakresie funkcjonowania przepisów oraz uniknąć sytuacji, w której dany inwestor musiałby wypłacić odszkodowanie dwa razy temu samemu armatorowi rybackiego za ten sam okres (na bazie własnego systemu rekompensat oraz metodyki zawartej w przepisach wykonawczych proponowanego w art. 84b ust.7. rozporządzenia), proponuje się wprowadzenie odpowiedniego przepisu przejściowego, zgodnie z którym, jeśli armator rybacki uzyskał jakiekolwiek odszkodowanie za utracone korzyści majątkowe od wytwórcy za dany okres przed wejściem w życie nowych przepisów, to po wejściu nowych przepisów w życie będzie mógł złożyć wniosek o pokrycie przez wytwórcę różnicy w wartości odszkodowania, jeśli na bazie przepisów nowego rozporządzenia jest dla niego korzystniejsza.	zespołu urzędów służących do wyprowadzenia mocy, po wejściu w życie przepisów wykonawczych, o których mowa w art. 84b ust. 7 armator rybacki może złożyć wniosek do wytwórcy o oszacowanie wartości odszkodowania na podstawie tych przepisów oraz pokrycie różnicy w odszkodowaniu, w przypadku, jeśli na ich podstawie byłoby ono wyższe niż wypłacone uprzednio przez wytwórcę dla danego okresu.”	
99.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PGE S.A.	Uwaga ogólna. Wskazać należy, że kwoty należne z tytułu rekompensat dla rybaków nie były brane pod uwagę przy określaniu ceny maksymalnej dla projektów pierwszej fazy, co być może wynikało to z faktu, że obszary przeznaczone na wytwarzanie energii pierwszej fazy wyznaczone były w taki sposób, by w jak najmniejszym zakresie wpływać na rybołówstwo komercyjne. Podobnie w Planie Zagospodarowania Przestrzennego Obszarów Morskich (Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 14 kwietnia 2021 r. w sprawie przyjęcia planu zagospodarowania przestrzennego morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej w skali 1:200 000 - Załącznik nr 1) obszary te wyznaczono tak, aby		Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

			zmaksymalizować korzyści gospodarcze wynikające z zagospodarowania morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej.		
100.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PSEW	Postulowana jest zmiana użytego sformułowania „ utratę korzyści majątkowych ” na realnie poniesione straty przez danego armatora. Odwołanie do utraconych korzyści majątkowych może skutkować wątpliwościami interpretacyjnymi, stąd koniecznej jest doprecyzowanie i odnoszenie się do faktycznej szkody zaistniałej po stronie armatora.	Proponujemy następujące brzmienie ust.1: „Art. 84b. 1. Za poniesioną szkodę , w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy armatorowi statku rybackiego, o którym mowa w art. 7 ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim (Dz. U. z 2024 r. poz. 243 i 1222), należy się odszkodowanie.”	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
101.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Postulowana jest zmiana użytego sformułowania „ utratę korzyści majątkowych ” na realnie poniesione straty przez danego armatora. Odwołanie do utraconych korzyści majątkowych może skutkować wątpliwościami interpretacyjnymi, stąd konieczne jest doprecyzowanie i odnoszenie się do faktycznej szkody zaistniałej po stronie armatora.	W dodawanym art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. Za poniesioną szkodę , w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy armatorowi statku rybackiego, o którym mowa w art. 7 ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim (Dz. U. z 2024 r. poz. 243 i 1222), należy się odszkodowanie.”	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
102.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PGE S.A.	Postulowana jest zmiana użytego sformułowania „ utratę korzyści majątkowych ” na realnie poniesione straty przez danego armatora. Odwołanie do utraconych korzyści majątkowych może skutkować wątpliwościami interpretacyjnymi, stąd konieczne jest doprecyzowanie i odnoszenie się do faktycznej szkody zaistniałej po stronie armatora.	W dodawanym art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. Za poniesioną szkodę , w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy armatorowi statku rybackiego, o którym mowa w art. 7 ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim (Dz. U. z	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

				2024 r. poz. 243 i 1222), należy się odszkodowanie.”	
103.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Organizacja Producentów Ryb „Bałtyk”	W związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy armatorzy polskich statków rybackich operujący na wskazanym obszarze nie tylko utracą korzyści majątkowe w postaci nie złowionych ryb, ale również wzrosną ich koszty działalności związane m.in. z koniecznością omijania placu budowy w drodze na łowisko, poszukiwania nowych łowisk w zastępstwie tych utraconych, koniecznością zmiany sprzętu połowowego wynikającą z przeniesienia się na inne łowiska, wzrost kosztów ubezpieczenia jednostek związaną z obecnością licznych przeszkód nawigacyjnych w obrębie farm wiatrowych.	Za utratę korzyści majątkowych oraz wzrost kosztów działalności w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, armatorowi statku rybackiego, o którym mowa w art. 7 ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim (Dz. U. z 2024 r. poz. 243 i 1222), należy się odszkodowanie.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
104.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Krajowa Izba Producentów Ryb	W związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy armatorzy polskich statków rybackich operujący na wskazanym obszarze nie tylko utracą korzyści majątkowe w postaci nie złowionych ryb, ale również wzrosną ich koszty działalności związane m.in. z koniecznością omijania placu budowy w drodze na łowisko, poszukiwania nowych łowisk w zastępstwie tych utraconych, koniecznością zmiany sprzętu połowowego wynikającą z przeniesienia się na inne łowiska, wzrost kosztów ubezpieczenia jednostek związaną z obecnością licznych przeszkód nawigacyjnych w obrębie farm wiatrowych.	Za utratę korzyści majątkowych oraz wzrost kosztów działalności w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, armatorowi statku rybackiego, o którym mowa w art. 7 ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim (Dz. U. z 2024 r. poz. 243 i 1222), należy się odszkodowanie.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
105.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu	Zrzeszenie Rybaków Morskich- Organizacja Producentów	W związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy armatorzy polskich statków rybackich operujący na	Za utratę korzyści majątkowych oraz wzrost kosztów działalności w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii

	wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		wskazanym obszarze nie tylko utracą korzyści majątkowe w postaci nie złowionych ryb, ale również wzrosną ich koszty działalności związane m.in. z koniecznością omijania placu budowy w drodze na łowisko, poszukiwania nowych łowisk w zastępstwie tych utraconych, koniecznością zmiany sprzętu połowowego wynikającą z przeniesienia się na inne łowiska, wzrost kosztów ubezpieczenia jednostek związaną z obecnością licznych przeszkód nawigacyjnych w obrębie farm wiatrowych.	mocy, armatorowi statku rybackiego, o którym mowa w art. 7 ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim (Dz. U. z 2024 r. poz. 243 i 1222), należy się odszkodowanie.	elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
106.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Pomorska Organizacja Producentów – ARKA Sp. z o.o.	W związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy armatorzy polskich statków rybackich operujący na wskazanym obszarze nie tylko utracą korzyści majątkowe w postaci nie złowionych ryb, ale również wzrosną ich koszty działalności związane m.in. z koniecznością omijania placu budowy w drodze na łowisko, poszukiwania nowych łowisk w zastępstwie tych utraconych, koniecznością zmiany sprzętu połowowego wynikającą z przeniesienia się na inne łowiska, wzrost kosztów ubezpieczenia jednostek związaną z obecnością licznych przeszkód nawigacyjnych w obrębie farm wiatrowych.	Za utratę korzyści majątkowych oraz wzrost kosztów działalności w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, armatorowi statku rybackiego, o którym mowa w art. 7 ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim (Dz. U. z 2024 r. poz. 243 i 1222), należy się odszkodowanie.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
107.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Armatorzy kutra rybackiego DAR-119 i DAR 10	W związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy armatorzy polskich statków rybackich operujący na wskazanym obszarze nie tylko utracą korzyści majątkowe w postaci nie złowionych ryb, ale również wzrosną ich koszty działalności związane m.in. z koniecznością omijania placu budowy w drodze na łowisko, poszukiwania nowych łowisk w zastępstwie tych utraconych,	Za utratę korzyści majątkowych oraz wzrost kosztów działalności w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, armatorowi statku rybackiego, o którym mowa w art. 7 ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim (Dz. U. z 2024 r. poz. 243 i 1222), należy się odszkodowanie.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

			koniecznością zmiany sprzętu połowowego wynikającą z przeniesienia się na inne łowiska, wzrost kosztów ubezpieczenia jednostek związaną z obecnością licznych przeszkód nawigacyjnych w obrębie farm wiatrowych.		
108.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Arka sc – Ust-44	W związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy armatorzy polskich statków rybackich operujący na wskazanym obszarze nie tylko utracą korzyści majątkowe w postaci nie złowionych ryb, ale również wzrosną ich koszty działalności związane m.in. z koniecznością omijania placu budowy w drodze na łowisko, poszukiwania nowych łowisk w zastępstwie tych utraconych, koniecznością zmiany sprzętu połowowego wynikającą z przeniesienia się na inne łowiska, wzrost kosztów ubezpieczenia jednostek związaną z obecnością licznych przeszkód nawigacyjnych w obrębie farm wiatrowych.	Za utratę korzyści majątkowych oraz wzrost kosztów działalności w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, armatorowi statku rybackiego, o którym mowa w art. 7 ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim (Dz. U. z 2024 r. poz. 243 i 1222), należy się odszkodowanie.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
109.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Łódź Rybacka UST-54	W związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy armatorzy polskich statków rybackich operujący na wskazanym obszarze nie tylko utracą korzyści majątkowe w postaci nie złowionych ryb, ale również wzrosną ich koszty działalności związane m.in. z koniecznością omijania placu budowy w drodze na łowisko, poszukiwania nowych łowisk w zastępstwie tych utraconych, koniecznością zmiany sprzętu połowowego wynikającą z przeniesienia się na inne łowiska, wzrost kosztów ubezpieczenia jednostek związaną z obecnością licznych przeszkód nawigacyjnych w obrębie farm wiatrowych.	Za utratę korzyści majątkowych oraz wzrost kosztów działalności w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, armatorowi statku rybackiego, o którym mowa w art. 7 ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim (Dz. U. z 2024 r. poz. 243 i 1222), należy się odszkodowanie.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

110.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Armator UST-103	W związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy armatorzy polskich statków rybackich operujący na wskazanym obszarze nie tylko utracą korzyści majątkowe w postaci nie złowionych ryb, ale również wzrosną ich koszty działalności związane m.in. z koniecznością omijania placu budowy w drodze na łowisko, poszukiwania nowych łowisk w zastępstwie tych utraconych, koniecznością zmiany sprzętu połowowego wynikającą z przeniesienia się na inne łowiska, wzrost kosztów ubezpieczenia jednostek związaną z obecnością licznych przeszkód nawigacyjnych w obrębie farm wiatrowych.	Za utratę korzyści majątkowych oraz wzrost kosztów działalności w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, armatorowi statku rybackiego, o którym mowa w art. 7 ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim (Dz. U. z 2024 r. poz. 243 i 1222), należy się odszkodowanie.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
111.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Kuter Rybacki Ust-94	W związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy armatorzy polskich statków rybackich operujący na wskazanym obszarze nie tylko utracą korzyści majątkowe w postaci nie złowionych ryb, ale również wzrosną ich koszty działalności związane m.in. z koniecznością omijania placu budowy w drodze na łowisko, poszukiwania nowych łowisk w zastępstwie tych utraconych, koniecznością zmiany sprzętu połowowego wynikającą z przeniesienia się na inne łowiska, wzrost kosztów ubezpieczenia jednostek związaną z obecnością licznych przeszkód nawigacyjnych w obrębie farm wiatrowych.	Za utratę korzyści majątkowych oraz wzrost kosztów działalności w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, armatorowi statku rybackiego, o którym mowa w art. 7 ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim (Dz. U. z 2024 r. poz. 243 i 1222), należy się odszkodowanie.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
112.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii	Łódź rybacka UST-3	W związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy armatorzy polskich statków rybackich operujący na wskazanym obszarze nie tylko utracą korzyści majątkowe w postaci nie	Za utratę korzyści majątkowych oraz wzrost kosztów działalności w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, armatorowi statku rybackiego, o którym mowa w art. 7 ustawy z dnia 19	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w

	elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		złowionych ryb, ale również wzrosną ich koszty działalności związane m.in. z koniecznością omijania placu budowy w drodze na łowisko, poszukiwania nowych łowisk w zastępstwie tych utraconych, koniecznością zmiany sprzętu połowowego wynikającą z przeniesienia się na inne łowiska, wzrost kosztów ubezpieczenia jednostek związaną z obecnością licznych przeszkód nawigacyjnych w obrębie farm wiatrowych.	grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim (Dz. U. z 2024 r. poz. 243 i 1222), należy się odszkodowanie.	ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
113.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Kuter rybacki UST-31	W związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy armatorzy polskich statków rybackich operujący na wskazanym obszarze nie tylko utracą korzyści majątkowe w postaci nie złowionych ryb, ale również wzrosną ich koszty działalności związane m.in. z koniecznością omijania placu budowy w drodze na łowisko, poszukiwania nowych łowisk w zastępstwie tych utraconych, koniecznością zmiany sprzętu połowowego wynikającą z przeniesienia się na inne łowiska, wzrost kosztów ubezpieczenia jednostek związaną z obecnością licznych przeszkód nawigacyjnych w obrębie farm wiatrowych.	Za utratę korzyści majątkowych oraz wzrost kosztów działalności w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, armatorowi statku rybackiego, o którym mowa w art. 7 ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim (Dz. U. z 2024 r. poz. 243 i 1222), należy się odszkodowanie.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
114.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Kuter rybacki UST-97	W związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy armatorzy polskich statków rybackich operujący na wskazanym obszarze nie tylko utracą korzyści majątkowe w postaci nie złowionych ryb, ale również wzrosną ich koszty działalności związane m.in. z koniecznością omijania placu budowy w drodze na łowisko, poszukiwania nowych łowisk w zastępstwie tych utraconych, koniecznością zmiany sprzętu połowowego wynikającą z przeniesienia się na inne	Za utratę korzyści majątkowych oraz wzrost kosztów działalności w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, armatorowi statku rybackiego, o którym mowa w art. 7 ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim (Dz. U. z 2024 r. poz. 243 i 1222), należy się odszkodowanie.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

			łowiska, wzrost kosztów ubezpieczenia jednostek związaną z obecnością licznych przeszkód nawigacyjnych w obrębie farm wiatrowych.		
115.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Stowarzyszenie Innowacji Rybactwa i Akwakultury	Obligatoryjne odszkodowanie zakłada automatyczną wypłatę rekompensaty, niezależnie od rzeczywistego wpływu MFW na działalność rybacką. Niezbędne uproszczenie i wyeliminowanie zbędnych powtórzeń, zachowując istotę przepisu. Zmiana „należy się” na „może ubiegać się” precyzuje, że proces wymaga weryfikacji i nie następuje automatycznie.	Art. 84b. 1. Armator statku rybackiego, o którym mowa w art. 7 ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim (Dz. U. z 2024 r. poz. 243 i 1222), może ubiegać się o odszkodowanie za udokumentowaną utratę korzyści majątkowych spowodowanych budową lub eksploatacją lub likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz powiązanych urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
116.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Stowarzyszenie Innowacji Rybactwa i Akwakultury	Nadanie przejrzystości zapisu.	Odszkodowanie, o którym mowa w ust. 1, jest wypłacane przez wytwórcę na wniosek armatora statku rybackiego.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
117.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 2a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PSEW	Proponujemy: 1) w przypadku etapu budowy, wprowadzenie rozliczenia jednorazowego. 2) w przypadku etapu eksploatacji, wprowadzenie rozliczenia corocznego, z możliwością rozliczania okresowego. 3) wprowadzenie przedawnienia, tj. w przypadku, jeśli armator w czwartym roku od poniesienia straty nie wystąpi z wnioskiem o odszkodowanie to jego roszczenie wygasa. Powyższe zmiany pozwolą doprecyzować procedurę ubiegania się o odszkodowanie, ponieważ proponowane przepisy nie	Proponujemy dodanie po ust. 2 nowego ustępu 2a o treści: 2a. Wniosek o odszkodowanie, o którym mowa w art. 84b ust. 2, może być składany: 1. jednorazowo – w odniesieniu do szkód poniesionych w okresie budowy lub likwidacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, w terminie do 12 miesięcy od zakończenia etapu budowy lub likwidacji, nie wcześniej niż przed instalacją pierwszych fundamentów morskich turbin wiatrowych lub stacji	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

			regulują tych kwestii co stwarza pole do różnych interpretacji.	elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu, 2. okresowo – w odniesieniu do poniesionych szkód w okresie eksploatacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, przy czym: a) wniosek jest składany za okres jednego roku kalendarzowego, nie wcześniej niż w roku następującym po roku, którego dotyczy wnioski, b) dopuszcza się złożenie jednego wniosku w odniesieniu do maksymalnie pięciu okresów. Brak wniosku w szóstym roku od wystąpienia roszczenia oznacza jego wygaśnięcie.”	
118.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Proponowane brzmienie art. 84b ust. 3 odnoszące się jedynie do wskazanego okresu, daje możliwość ubiegania się o rekompensaty rybakom, którzy wykonywali rybołówstwo na początku tego okresu, lecz nie wykazywali tej działalności przez następne lata. W związku z powyższym okres 10 lat jest znacząco za długi, niezasadny, jak również jest daleki od aktualnych uwarunkowań panujących na obszarach morskich – w tym zasobów Morza Bałtyckiego. Przepisy powinny odnosić się do okresu nie dłuższego niż 5 lat przed rozpoczęciem budowy MFW lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz odnosić się do ciągłości wykonywanej działalności. Fragment przepisu „i który po wybudowaniu morskiej farmy wiatrowej lub zespołu	W dodawanym art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych ust. 3 otrzymuje brzmienie: „3. Armator statku rybackiego jest uprawniony do złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 2, jeżeli obszar zajęty pod morską farmę wiatrową lub zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w okresie do 5 lat przed rozpoczęciem ich budowy był: 1) wykorzystywany do wykonywania rybołówstwa komercyjnego, 2) stanowił statą trasę między portem i łowiskiem - z zastrzeżeniem ust. 4 i 5; 3) przyczyną zmiany obszaru wykorzystywanego do wykonywania rybołówstwa komercyjnego, przy czym zmiana obszaru nastąpiła na obszar	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

			urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wykonywał rybołówstwo komercyjne na innym obszarze” jest niejasny i nie precyzuje czym jest inny obszar. Ponadto, konieczne jest uregulowanie kwestii związanej ze zmianą obszaru, na którym armator prowadzić będzie działalność po wybudowaniu MFW. Wytwórca powinien ponosić koszty związane wyłącznie ze zmianą obszaru na najbliższej położony względem portu danego armatora. W przypadku pozostawienia dowolności armatorowi może on wybierać najbardziej oddalone obszary generując większe, niezasadne koszty dla wytwórcy.	najbliżej położony względem portu, z którego dany armator wypływa.”	
119.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Armatorzy kutra rybackiego DAR-119 i DAR 10	Morskie Farmy Wiatrowe będą eksploatowane co najmniej 30 lat dlatego nie można skracać okresu referencyjnego, dlatego jako środowisko rybackie oczekujemy dłuższego okresu – nie 10 a 30 lat. Centrum Monitorowania Rybołówstwa posiada dane odnośnie takiego okresu w wersjach elektronicznych i nie ma problemu z uzyskaniem takich danych. Dodatkowo ilość jednostek rybackich w danym rejonie jest raczej stała i oscyluje wokół liczby kilkudziesięciu, a warunki prowadzenia rybołówstwa są zmienne w dłuższym okresie. Co więcej, okresy ochronne obecnie obowiązujące zostały wprowadzone po to abyśmy jako rybacy mogli poławiać te ryby w momencie odbudowy ich stad na terenach dotychczasowych a nie po to, aby przez zakaz połowu inwestor anektujący te tereny mógł wypłacić mniejsze odszkodowanie.	Art. 84b. 3. Armator statku rybackiego jest uprawniony do złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 2, jeżeli w okresie do 30 lat przed rozpoczęciem budowy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, wykonywał rybołówstwo komercyjne na tym obszarze lub przepływał przez ten obszar w drodze między portem i łowiskiem i który po wybudowaniu morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wykonywał rybołówstwo komercyjne na innym obszarze, z zastrzeżeniem ust. 4 i 5.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
120.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu	Kuter Rybacki Ust-94	Morskie Farmy Wiatrowe będą eksploatowane co najmniej 30 lat dlatego nie można skracać okresu referencyjnego, dlatego jako środowisko rybackie oczekujemy dłuższego okresu – nie 10 a 30	Art. 84b. 3. Armator statku rybackiego jest uprawniony do złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 2, jeżeli w okresie do 30 lat przed rozpoczęciem budowy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii

	wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		lat. Centrum Monitorowania Rybołówstwa posiada dane odnośnie takiego okresu w wersjach elektronicznych i nie ma problemu z uzyskaniem takich danych. Dodatkowo ilość jednostek rybackich w danym rejonie jest raczej stała i oscyluje wokół liczby kilkudziesięciu, a warunki prowadzenia rybołówstwa są zmienne w dłuższym okresie. Co więcej, okresy ochronne obecnie obowiązujące zostały wprowadzone po to abyśmy jako rybacy mogli poławiać te ryby w momencie odbudowy ich stad na terenach dotychczasowych a nie po to, aby przez zakaz połowu inwestor anektujący te tereny mógł wypłacić mniejsze odszkodowanie.	urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, wykonywał rybołówstwo komercyjne na tym obszarze lub przepływał przez ten obszar w drodze między portem i łowiskiem i który po wybudowaniu morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wykonywał rybołówstwo komercyjne na innym obszarze, z zastrzeżeniem ust. 4 i 5.	elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
121.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Łódź rybacka UST-3	Morskie Farmy Wiatrowe będą eksploatowane co najmniej 30 lat dlatego nie można skracać okresu referencyjnego, dlatego jako środowisko rybackie oczekujemy dłuższego okresu – nie 10 a 30 lat. Centrum Monitorowania Rybołówstwa posiada dane odnośnie takiego okresu w wersjach elektronicznych i nie ma problemu z uzyskaniem takich danych. Dodatkowo ilość jednostek rybackich w danym rejonie jest raczej stała i oscyluje wokół liczby kilkudziesięciu, a warunki prowadzenia rybołówstwa są zmienne w dłuższym okresie. Co więcej, okresy ochronne obecnie obowiązujące zostały wprowadzone po to abyśmy jako rybacy mogli poławiać te ryby w momencie odbudowy ich stad na terenach dotychczasowych a nie po to, aby przez zakaz połowu inwestor anektujący te tereny mógł wypłacić mniejsze odszkodowanie.	Art. 84b. 3. Armator statku rybackiego jest uprawniony do złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 2, jeżeli w okresie do 30 lat przed rozpoczęciem budowy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, wykonywał rybołówstwo komercyjne na tym obszarze lub przepływał przez ten obszar w drodze między portem i łowiskiem i który po wybudowaniu morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wykonywał rybołówstwo komercyjne na innym obszarze, z zastrzeżeniem ust. 4 i 5.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
122.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020	Arka sc – Ust-44	Morskie Farmy Wiatrowe będą eksploatowane co najmniej 30 lat dlatego nie można skracać okresu referencyjnego, dlatego jako środowisko rybackie	Art. 84b. 3. Armator statku rybackiego jest uprawniony do złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 2, jeżeli w okresie do 30 lat przed rozpoczęciem budowy	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o

	r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		oczekujemy dłuższego okresu – nie 10 a 30 lat. Centrum Monitorowania Rybołówstwa posiada dane odnośnie takiego okresu w wersjach elektronicznych i nie ma problemu z uzyskaniem takich danych. Dodatkowo ilość jednostek rybackich w danym rejonie jest raczej stała i oscyluje wokół liczby kilkudziesięciu, a warunki prowadzenia rybołówstwa są zmienne w dłuższym okresie. Co więcej, okresy ochronne obecnie obowiązujące zostały wprowadzone po to abyśmy jako rybacy mogli poławiać te ryby w momencie odbudowy ich stad na terenach dotychczasowych a nie po to, aby przez zakaz połowu inwestor anektujący te tereny mógł wypłacić mniejsze odszkodowanie.	morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, wykonywał rybołówstwo komercyjne na tym obszarze lub przepływał przez ten obszar w drodze między portem i łowiskiem i który po wybudowaniu morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wykonywał rybołówstwo komercyjne na innym obszarze, z zastrzeżeniem ust. 4 i 5.	promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
123.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Kuter rybacki UST-97	Morskie Farmy Wiatrowe będą eksploatowane co najmniej 30 lat dlatego nie można skracać okresu referencyjnego, dlatego jako środowisko rybackie oczekujemy dłuższego okresu – nie 10 a 30 lat. Centrum Monitorowania Rybołówstwa posiada dane odnośnie takiego okresu w wersjach elektronicznych i nie ma problemu z uzyskaniem takich danych. Dodatkowo ilość jednostek rybackich w danym rejonie jest raczej stała i oscyluje wokół liczby kilkudziesięciu, a warunki prowadzenia rybołówstwa są zmienne w dłuższym okresie. Co więcej, okresy ochronne obecnie obowiązujące zostały wprowadzone po to abyśmy jako rybacy mogli poławiać te ryby w momencie odbudowy ich stad na terenach dotychczasowych a nie po to, aby przez zakaz połowu inwestor anektujący te tereny mógł wypłacić mniejsze odszkodowanie.	Art. 84b. 3. Armator statku rybackiego jest uprawniony do złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 2, jeżeli w okresie do 30 lat przed rozpoczęciem budowy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, wykonywał rybołówstwo komercyjne na tym obszarze lub przepływał przez ten obszar w drodze między portem i łowiskiem i który po wybudowaniu morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wykonywał rybołówstwo komercyjne na innym obszarze, z zastrzeżeniem ust. 4 i 5.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
124.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 3 ustawy z dnia	Łódź Rybacka UST-54	Morskie Farmy Wiatrowe będą eksploatowane co najmniej 30 lat dlatego nie można skracać okresu referencyjnego,	Art. 84b. 3. Armator statku rybackiego jest uprawniony do złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 2, jeżeli w okresie do	Uwaga bezprzedmiotowa.

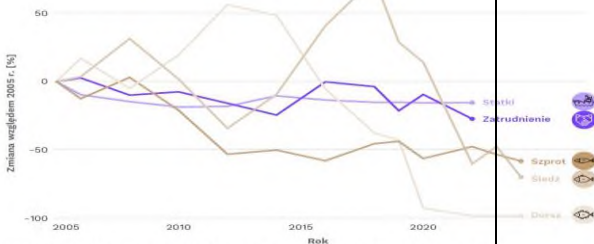
	17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		dlatego jako środowisko rybackie oczekujemy dłuższego okresu – nie 10 a 30 lat. Centrum Monitorowania Rybołówstwa posiada dane odnośnie takiego okresu w wersjach elektronicznych i nie ma problemu z uzyskaniem takich danych. Dodatkowo ilość jednostek rybackich w danym rejonie jest raczej stała i oscyluje wokół liczby kilkudziesięciu, a warunki prowadzenia rybołówstwa są zmienne w dłuższym okresie. Co więcej, okresy ochronne obecnie obowiązujące zostały wprowadzone po to abyśmy jako rybacy mogli poławiać te ryby w momencie odbudowy ich stad na terenach dotychczasowych a nie po to, aby przez zakaz połowu inwestor anektujący te tereny mógł wypłacić mniejsze odszkodowanie.	30 lat przed rozpoczęciem budowy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, wykonywał rybołówstwo komercyjne na tym obszarze lub przepływał przez ten obszar w drodze między portem i łowiskiem i który po wybudowaniu morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wykonywał rybołówstwo komercyjne na innym obszarze, z zastrzeżeniem ust. 4 i 5.	Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
125.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Organizacja Producentów Ryb „Bałtyk”	Morskie Farmy Wiatrowe będą eksploatowane co najmniej 30 lat dlatego nie można skracać okresu referencyjnego, dlatego jako środowisko rybackie oczekujemy dłuższego okresu – nie 10 a 30 lat. Centrum Monitorowania Rybołówstwa posiada dane odnośnie takiego okresu w wersjach elektronicznych i nie ma problemu z uzyskaniem takich danych. Dodatkowo ilość jednostek rybackich w danym rejonie jest raczej stała i oscyluje wokół liczby kilkudziesięciu, a warunki prowadzenia rybołówstwa są zmienne w dłuższym okresie. Co więcej, okresy ochronne obecnie obowiązujące zostały wprowadzone po to abyśmy jako rybacy mogli poławiać te ryby w momencie odbudowy ich stad na terenach dotychczasowych a nie po to, aby przez zakaz połowu inwestor anektujący te tereny mógł wypłacić mniejsze odszkodowanie.	Art. 84b. 3. Armator statku rybackiego jest uprawniony do złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 2, jeżeli w okresie do 30 lat przed rozpoczęciem budowy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, wykonywał rybołówstwo komercyjne na tym obszarze lub przepływał przez ten obszar w drodze między portem i łowiskiem i który po wybudowaniu morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wykonywał rybołówstwo komercyjne na innym obszarze, z zastrzeżeniem ust. 4 i 5.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
126.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust.	Pomorska Organizacja	Morskie Farmy Wiatrowe będą eksploatowane co najmniej 30 lat dlatego	Art. 84b. 3. Armator statku rybackiego jest uprawniony do złożenia wniosku, o	Uwaga bezprzedmiotowa.

	3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Producentów – ARKA Sp. z o.o.	nie można skracać okresu referencyjnego, dlatego jako środowisko rybackie oczekujemy dłuższego okresu – nie 10 a 30 lat. Centrum Monitorowania Rybołówstwa posiada dane odnośnie takiego okresu w wersjach elektronicznych i nie ma problemu z uzyskaniem takich danych. Dodatkowo ilość jednostek rybackich w danym rejonie jest raczej stała i oscyluje wokół liczby kilkudziesięciu, a warunki prowadzenia rybołówstwa są zmienne w dłuższym okresie. Co więcej, okresy ochronne obecnie obowiązujące zostały wprowadzone po to abyśmy jako rybacy mogli poławiać te ryby w momencie odbudowy ich stad na terenach dotychczasowych a nie po to, aby przez zakaz połowu inwestor anektujący te tereny mógł wypłacić mniejsze odszkodowanie.	którym mowa w ust. 2, jeżeli w okresie do 30 lat przed rozpoczęciem budowy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, wykonywał rybołówstwo komercyjne na tym obszarze lub przepływał przez ten obszar w drodze między portem i łowiskiem i który po wybudowaniu morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wykonywał rybołówstwo komercyjne na innym obszarze, z zastrzeżeniem ust. 4 i 5.	Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
127.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PSEW	Proponowana forma przepisu odnosząca się jedynie do wskazanego 10-letniego okresu, daje możliwość ubiegania się o rekompensaty rybakom, którzy wykonywali rybołówstwo na początku tego okresu, lecz nie wykazywali tej działalności przez następne lata. Przyjęcie 10-letniego okresu jako podstawy do roszczeń nadmiernie rozszerza krąg potencjalnych uprawnionych. W praktyce może oznaczać, że armatorzy, którzy okazjonalnie łowili na danym obszarze lub tylko jeden raz w ciągu tych 10 lat łowili lub przepływali przez ten obszar, będą mogli ubiegać się o odszkodowanie. Biorąc pod uwagę zasadnicze zmiany w poziomie połowów komercyjnych na przestrzeni ostatniej dekady (dane mogą być potwierdzone m.in. w dokumentach Centrum Monitorowania Rybołówstwa Ministerstwa Rolnictwa i Rozwoju Wsi, Morskim Instytucie Rybackim,	Proponujemy następujące brzmienie ust. 3.: „Art.84b. 3. Armator statku rybackiego jest uprawniony do złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 2, jeżeli obszar zajęty pod morską farmę wiatrową lub zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w okresie do 5 lat był: 1) wykorzystywany do wykonywania regularnego rybołówstwa komercyjnego; 2) stanowił stałą trasę między portem i łowiskiem; z zastrzeżeniem ust. 4 i 5 - i był przyczyną zmiany obszaru wykorzystywanego do wykonywania rybołówstwa komercyjnego, przy czym zmiana obszaru nastąpiła na obszar najbliższej położony względem portu, z którego dany armator wypływa; pod warunkiem, że w okresie, za który występuje o rekompensaty, kontynuuje	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

Uniwersytecie Gdańskim czy Instrat), okres 10 lat jest znacząco za długi by odzwierciedlał uwarunkowania aktualne na etapie budowy, eksploatacji czy likwidacji danej morskiej farmy wiatrowej - panujące na obszarach morskich – w tym zasobów Morza Bałtyckiego.

WYKRES 2. ZMIANA KWOT POŁOWOWYCH A ZMNIJSZENIE LICZBY STATKÓW I ZATRUDNIENIA W RYBOŁÓWSTWIE MORSKIM W STOSUNKU DO 2005 R. (%)

Kwoty połowowe spadają znacznie szybciej niż liczba statków i zatrudnienie



Źródło: opracowanie Fundacji Instrat na podstawie Roczników Statystycznych Gospodarki Morskiej publikowanych przez GUS oraz rozporządzeń UE ustalających uprawnienia do połowów ryb w Morzu Bałtyckim.

Rys.1. Zmiana kwot połowowych a zmniejszenie liczby statków i zatrudnienia w rybołówstwie morskim w stosunku do 2005 r.

Źródło: Fundacja Instrat, Raport „Niespokojny Bałtyk”, Warszawa 2024

W związku z powyższym okres 10 lat jest niezasadny, a przepisy powinny odnosić się do okresu nie dłuższego niż 5 lat przed rozpoczęciem budowy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz odnosić się do ciągłości wykonywanej działalności. Ograniczenie okresu referencyjnego do maksymalnie 5 lat jest uzasadnionym rozwiązaniem, gdyż odzwierciedlałoby rzeczywisty wpływ inwestycji na aktualnie działających operujących armatorów. Ustalenie a priori 10 lat od rozpoczęcia budowy na ponad 30 lat w przyszłości jest rozwiązaniem bez uzasadnienia

działalność połowową na podstawie ważnej licencji połowowej lub specjalnego pozwolenia połowowego i wykaże, że po rozpoczęciu eksploatacji morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń do wyprowadzania mocy był zmuszony do prowadzenia działalności na innym obszarze.”

		merytorycznego i niespotykanym w praktykach międzynarodowych. Długi okres referencyjny może prowadzić do sytuacji, w której odszkodowania będą wypłacane armatorom, którzy nie mają realnego związku z danym obszarem i nie ponieśli istotnych strat w wyniku budowy farmy wiatrowej. 10-letni okres referencyjny stwarza nieakceptowalne ryzyko, że armatorzy, którzy w przeszłości prowadzili działalność rybacką na danym obszarze, ale ją porzucili, mogą powrócić do niej wyłącznie w celu uzyskania odszkodowania. Długi okres może sprzyjać spekulacyjnym roszczeniom armatorów, którzy w odległej przeszłości prowadzili marginalną działalność na danym obszarze. Skrócenie okresu ogranicza to ryzyko. Okres 10-letni nie jest uzasadniony także z perspektywy praktyki międzynarodowej. Na rynkach Europy Zachodniej (UK, czy Francja) okres brany pod uwagę jest krótszy, aby chronić interesy tych armatorów, którzy faktycznie prowadzą działalność rybacką i ponoszą straty w wyniku inwestycji w morskie farmy wiatrowe. Dzięki zmianie na 5 lat, system odszkodowań stanie się bardziej szczelny i odporny na nadużycia, co przyczyni się do sprawiedliwszego rozdziału środków finansowych. Proponujemy dodatkowo wprowadzenie wymogu regularności połowów, co ograniczy nadużycia związane z przypadkowymi lub sporadycznymi połowami.		

			Część przepisu „i który po wybudowaniu morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wykonywał rybołówstwo komercyjne na innym obszarze” jest niejasna i nie precyzuje czym jest inny obszar. Ponadto, konieczne jest uregulowanie kwestii związanej ze zmianą obszaru, na którym armator prowadzić będzie działalność po wybudowaniu morskiej farmy wiatrowej. Wytwórca powinien ponosić koszty związane wyłącznie ze zmianą obszaru na najbliższej położony względem portu danego armatora. W przypadku pozostawienia dowolności armatorowi może on wybierać najbardziej oddalone obszary generując większe, niezasadne koszty dla wytwórcy. Proponowalibyśmy również uwzględnić, że warunkiem ubiegania się o rekompensatę za dany okres było kontynuowanie przez armatora działalności połowowej w tym okresie oraz wykazanie, że po rozpoczęciu eksploatacji morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń do wyprowadzania mocy był zmuszony do prowadzenia działalności na innym obszarze.		
128.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PGE S.A.	Proponowane brzmienie art. 84b ust. 3 odnoszące się jedynie do wskazanego okresu, daje możliwość ubiegania się o rekompensatę rybakom, którzy wykonywali rybołówstwo na początku tego okresu, lecz nie wykazywali tej działalności przez następne lata. W związku z powyższym okres 10 lat jest znacząco za długi, niezasadny, jak również jest daleki od aktualnych uwarunkowań panujących na obszarach morskich – w tym zasobów Morza Bałtyckiego. Przepisy	W dodawanym art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych ust. 3 otrzymuje brzmienie: „3. Armator statku rybackiego jest uprawniony do złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 2, jeżeli obszar zajęty pod morską farmę wiatrową lub zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w okresie do 5 lat przed rozpoczęciem ich budowy był:	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

			powinny odnosić się do okresu nie dłuższego niż 5 lat przed rozpoczęciem budowy MFW lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz odnosić się do ciągłości wykonywanej działalności. Fragment przepisu „i który po wybudowaniu morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wykonywał rybołówstwo komercyjne na innym obszarze” jest niejasny i nie precyzuje czym jest inny obszar. Ponadto, konieczne jest uregulowanie kwestii związanej ze zmianą obszaru, na którym armator prowadzić będzie działalność po wybudowaniu MFW. Wytwórca powinien ponosić koszty związane wyłącznie ze zmianą obszaru na najbliższej położony względem portu danego armatora. W przypadku pozostawienia dowolności armatorowi może on wybierać najbardziej oddalone obszary generując większe, niezasadne koszty dla wytwórcy.	1) wykorzystywany do wykonywania rybołówstwa komercyjnego, 2) stanowił stałą trasę między portem i łowiskiem - z zastrzeżeniem ust. 4 i 5; 3) przyczyną zmiany obszaru wykorzystywanego do wykonywania rybołówstwa komercyjnego, przy czym zmiana obszaru nastąpiła na obszar najbliższej położony względem portu, z którego dany armator wypływa.”	
129.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Zrzeszenie Rybaków Morskich- Organizacja Producentów	Morskie Farmy Wiatrowe będą eksploatowane co najmniej 30 lat dlatego nie można skracać okresu referencyjnego, dlatego jako środowisko rybackie oczekujemy dłuższego okresu – nie 10 a 30 lat. Centrum Monitorowania Rybołówstwa posiada dane odnośnie takiego okresu w wersjach elektronicznych i nie ma problemu z uzyskaniem takich danych. Dodatkowo ilość jednostek rybackich w danym rejonie jest raczej stała i oscyluje wokół liczby kilkudziesięciu, a warunki prowadzenia rybołówstwa są zmienne w dłuższym okresie. Co więcej, okresy ochronne obecnie obowiązujące zostały wprowadzone po to abyśmy jako rybacy mogli poławiać te ryby w momencie odbudowy ich stad na terenach	Art. 84b. 3. Armator statku rybackiego jest uprawniony do złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 2, jeżeli w okresie do 30 lat przed rozpoczęciem budowy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, wykonywał rybołówstwo komercyjne na tym obszarze lub przepływał przez ten obszar w drodze między portem i łowiskiem i który po wybudowaniu morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wykonywał rybołówstwo komercyjne na innym obszarze, z zastrzeżeniem ust. 4 i 5.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

			dotychczasowych a nie po to, aby przez zakaz połowu inwestor anektujący te tereny mógł wypłacić mniejsze odszkodowanie.		
130.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Krajowa Izba Producentów Ryb	Morskie Farmy Wiatrowe będą eksploatowane co najmniej 30 lat dlatego nie można skracać okresu referencyjnego, dlatego jako środowisko rybackie oczekujemy dłuższego okresu – nie 10 a 30 lat. Centrum Monitorowania Rybołówstwa posiada dane odnośnie takiego okresu w wersjach elektronicznych i nie ma problemu z uzyskaniem takich danych. Dodatkowo ilość jednostek rybackich w danym rejonie jest raczej stała i oscyluje wokół liczby kilkudziesięciu, a warunki prowadzenia rybołówstwa są zmienne w dłuższym okresie. Co więcej, okresy ochronne obecnie obowiązujące zostały wprowadzone po to abyśmy jako rybacy mogli poławiać te ryby w momencie odbudowy ich stad na terenach dotychczasowych a nie po to, aby przez zakaz połowu inwestor anektujący te tereny mógł wypłacić mniejsze odszkodowanie.	Art. 84b. 3. Armator statku rybackiego jest uprawniony do złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 2, jeżeli w okresie do 30 lat przed rozpoczęciem budowy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, wykonywał rybołówstwo komercyjne na tym obszarze lub przepływał przez ten obszar w drodze między portem i łowiskiem i który po wybudowaniu morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wykonywał rybołówstwo komercyjne na innym obszarze, z zastrzeżeniem ust. 4 i 5.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
131.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Kuter rybacki UST-31	Morskie Farmy Wiatrowe będą eksploatowane co najmniej 30 lat dlatego nie można skracać okresu referencyjnego, dlatego jako środowisko rybackie oczekujemy dłuższego okresu – nie 10 a 30 lat. Centrum Monitorowania Rybołówstwa posiada dane odnośnie takiego okresu w wersjach elektronicznych i nie ma problemu z uzyskaniem takich danych. Dodatkowo ilość jednostek rybackich w danym rejonie jest raczej stała i oscyluje wokół liczby kilkudziesięciu, a warunki prowadzenia rybołówstwa są zmienne w dłuższym okresie. Co więcej, okresy ochronne obecnie obowiązujące zostały	Art. 84b. 3. Armator statku rybackiego jest uprawniony do złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 2, jeżeli w okresie do 30 lat przed rozpoczęciem budowy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, wykonywał rybołówstwo komercyjne na tym obszarze lub przepływał przez ten obszar w drodze między portem i łowiskiem i który po wybudowaniu morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wykonywał rybołówstwo komercyjne na innym obszarze, z zastrzeżeniem ust. 4 i 5.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

			wprowadzone po to abyśmy jako rybacy mogli poławiać te ryby w momencie odbudowy ich stad na terenach dotychczasowych a nie po to, aby przez zakaz połowu inwestor anektujący te tereny mógł wypłacić mniejsze odszkodowanie.		
132.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Armator UST-103	Morskie Farmy Wiatrowe będą eksploatowane co najmniej 30 lat dlatego nie można skracać okresu referencyjnego, dlatego jako środowisko rybackie oczekujemy dłuższego okresu – nie 10 a 30 lat. Centrum Monitorowania Rybołówstwa posiada dane odnośnie takiego okresu w wersjach elektronicznych i nie ma problemu z uzyskaniem takich danych. Dodatkowo ilość jednostek rybackich w danym rejonie jest raczej stała i oscyluje wokół liczby kilkudziesięciu, a warunki prowadzenia rybołówstwa są zmienne w dłuższym okresie. Co więcej, okresy ochronne obecnie obowiązujące zostały wprowadzone po to abyśmy jako rybacy mogli poławiać te ryby w momencie odbudowy ich stad na terenach dotychczasowych a nie po to, aby przez zakaz połowu inwestor anektujący te tereny mógł wypłacić mniejsze odszkodowanie.	Art. 84b. 3. Armator statku rybackiego jest uprawniony do złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 2, jeżeli w okresie do 30 lat przed rozpoczęciem budowy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, wykonywał rybołówstwo komercyjne na tym obszarze lub przepływał przez ten obszar w drodze między portem i łowiskiem i który po wybudowaniu morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wykonywał rybołówstwo komercyjne na innym obszarze, z zastrzeżeniem ust. 4 i 5.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
133.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Organizacja Producentów Ryb” Bałtyk”	Nie może być tak, że strona postępowania nie będąca organem administracyjnym określa wartość odszkodowania. Wytwórca powinien na mocy przepisów dostać gotową kwotę do wypłaty danemu armatorowi. Nierówność stron w postępowaniu odszkodowawczym (pojedynczy armator fizycznie wykonujący zawód rybaka kontra koncern energetyczny) oraz dotychczasowa praktyka inwestorów MFW pokazują, że jakakolwiek dowolność w określaniu	Art. 84b4. Wartość odszkodowania, o którym mowa w ust. 1, określa minister właściwy do spraw rybołówstwa mając na względzie: Wnioskujemy o dodanie art. 84c. o treści: Tworzy się Fundusz Promocji Rybołówstwa. Wytwórcy uiszczają dodatkową opłatę za wyprodukowanie każdego MW. Wysokość opłaty określa Minister właściwy do spraw rybołówstwa.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

			wysokości odszkodowania stwarza zagrożenie zaniżania kwot do wypłaty.		
134.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Armatorzy kutra rybackiego DAR-119 i DAR 10	Nie może być tak, że strona postępowania nie będąca organem administracyjnym określa wartość odszkodowania. Wytwórca powinien na mocy przepisów dostać gotową kwotę do wypłaty danemu armatorowi. Nierówność stron w postępowaniu odszkodowawczym (pojedynczy armator fizycznie wykonujący zawód rybaka kontra koncern energetyczny) oraz dotychczasowa praktyka inwestorów MFW pokazują, że jakakolwiek dowolność w określaniu wysokości odszkodowania stwarza zagrożenie zaniżania kwot do wypłaty.	Art. 84b4. Wartość odszkodowania, o którym mowa w ust. 1, określa minister właściwy do spraw rybołówstwa mając na względzie: Wnioskujemy o dodanie art. 84c. o treści: Tworzy się Fundusz Promocji Rybołówstwa. Wytwórcy uiszczają dodatkową opłatę za wyprodukowanie każdego MW. Wysokość opłaty określa Minister właściwy do spraw rybołówstwa.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
135.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Arka sc – Ust-44	Nie może być tak, że strona postępowania nie będąca organem administracyjnym określa wartość odszkodowania. Wytwórca powinien na mocy przepisów dostać gotową kwotę do wypłaty danemu armatorowi. Nierówność stron w postępowaniu odszkodowawczym (pojedynczy armator fizycznie wykonujący zawód rybaka kontra koncern energetyczny) oraz dotychczasowa praktyka inwestorów MFW pokazują, że jakakolwiek dowolność w określaniu wysokości odszkodowania stwarza zagrożenie zaniżania kwot do wypłaty.	Art. 84b4. Wartość odszkodowania, o którym mowa w ust. 1, określa minister właściwy do spraw rybołówstwa mając na względzie: Wnioskujemy o dodanie art. 84c. o treści: Tworzy się Fundusz Promocji Rybołówstwa. Wytwórcy uiszczają dodatkową opłatę za wyprodukowanie każdego MW. Wysokość opłaty określa Minister właściwy do spraw rybołówstwa.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
136.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii	Kuter Rybacki Ust-94	Nie może być tak, że strona postępowania nie będąca organem administracyjnym określa wartość odszkodowania. Wytwórca powinien na mocy przepisów dostać gotową kwotę do wypłaty danemu armatorowi. Nierówność stron w postępowaniu odszkodowawczym	Art. 84b4. Wartość odszkodowania, o którym mowa w ust. 1, określa minister właściwy do spraw rybołówstwa mając na względzie: Wnioskujemy o dodanie art. 84c. o treści: Tworzy się Fundusz Promocji Rybołówstwa. Wytwórcy uiszczają	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w

	elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		(pojedynczy armator fizycznie wykonujący zawód rybaka kontra koncern energetyczny) oraz dotychczasowa praktyka inwestorów MFW pokazują, że jakakolwiek dowolność w określaniu wysokości odszkodowania stwarza zagrożenie zaniżania kwot do wypłaty.	dodatkową opłatę za wyprodukowanie każdego MW. Wysokość opłaty określa Minister właściwy do spraw rybołówstwa.	ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
137.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Kuter rybacki UST-31	Nie może być tak, że strona postępowania nie będąca organem administracyjnym określa wartość odszkodowania. Wytwórca powinien na mocy przepisów dostać gotową kwotę do wypłaty danemu armatorowi. Nierówność stron w postępowaniu odszkodowawczym (pojedynczy armator fizycznie wykonujący zawód rybaka kontra koncern energetyczny) oraz dotychczasowa praktyka inwestorów MFW pokazują, że jakakolwiek dowolność w określaniu wysokości odszkodowania stwarza zagrożenie zaniżania kwot do wypłaty.	Art. 84b4. Wartość odszkodowania, o którym mowa w ust. 1, określa minister właściwy do spraw rybołówstwa mając na względzie: Wnioskujemy o dodanie art. 84c. o treści: Tworzy się Fundusz Promocji Rybołówstwa. Wytwórcy uiszczają dodatkową opłatę za wyprodukowanie każdego MW. Wysokość opłaty określa Minister właściwy do spraw rybołówstwa.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
138.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Zrzeszenie Rybaków Morskich- Organizacja Producentów	Nie może być tak, że strona postępowania nie będąca organem administracyjnym określa wartość odszkodowania. Wytwórca powinien na mocy przepisów dostać gotową kwotę do wypłaty danemu armatorowi. Nierówność stron w postępowaniu odszkodowawczym (pojedynczy armator fizycznie wykonujący zawód rybaka kontra koncern energetyczny) oraz dotychczasowa praktyka inwestorów MFW pokazują, że jakakolwiek dowolność w określaniu wysokości odszkodowania stwarza zagrożenie zaniżania kwot do wypłaty.	Art. 84b4. Wartość odszkodowania, o którym mowa w ust. 1, określa minister właściwy do spraw rybołówstwa mając na względzie:	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
139.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020	Pomorska Organizacja Producentów – ARKA Sp. z o.o.	Nie może być tak, że strona postępowania nie będąca organem administracyjnym określa wartość odszkodowania. Wytwórca powinien na mocy przepisów dostać	Art. 84b4. Wartość odszkodowania, o którym mowa w ust. 1, określa minister właściwy do spraw rybołówstwa mając na względzie:	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o

	r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		gotową kwotę do wypłaty danemu armatorowi. Nierówność stron w postępowaniu odszkodowawczym (pojedynczy armator fizycznie wykonujący zawód rybaka kontra koncern energetyczny) oraz dotychczasowa praktyka inwestorów MFW pokazują, że jakakolwiek dowolność w określaniu wysokości odszkodowania stwarza zagrożenie zaniżania kwot do wypłaty.		promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
140.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Kuter rybacki UST-97	Nie może być tak, że strona postępowania nie będąca organem administracyjnym określa wartość odszkodowania. Wytwórca powinien na mocy przepisów dostać gotową kwotę do wypłaty danemu armatorowi. Nierówność stron w postępowaniu odszkodowawczym (pojedynczy armator fizycznie wykonujący zawód rybaka kontra koncern energetyczny) oraz dotychczasowa praktyka inwestorów MFW pokazują, że jakakolwiek dowolność w określaniu wysokości odszkodowania stwarza zagrożenie zaniżania kwot do wypłaty.	Art. 84b4. Wartość odszkodowania, o którym mowa w ust. 1, określa minister właściwy do spraw rybołówstwa mając na względzie:	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
141.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Łódź rybacka UST-3	Nie może być tak, że strona postępowania nie będąca organem administracyjnym określa wartość odszkodowania. Wytwórca powinien na mocy przepisów dostać gotową kwotę do wypłaty danemu armatorowi. Nierówność stron w postępowaniu odszkodowawczym (pojedynczy armator fizycznie wykonujący zawód rybaka kontra koncern energetyczny) oraz dotychczasowa praktyka inwestorów MFW pokazują, że jakakolwiek dowolność w określaniu wysokości odszkodowania stwarza zagrożenie zaniżania kwot do wypłaty.	Art. 84b4. Wartość odszkodowania, o którym mowa w ust. 1, określa minister właściwy do spraw rybołówstwa mając na względzie:	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
142.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu	Łódź Rybacka UST-54	Nie może być tak, że strona postępowania nie będąca organem administracyjnym określa wartość odszkodowania. Wytwórca powinien na mocy przepisów dostać gotową kwotę do wypłaty danemu	Art. 84b4. Wartość odszkodowania, o którym mowa w ust. 1, określa minister właściwy do spraw rybołówstwa mając na względzie:	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii

	wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		armatorowi. Nierówność stron w postępowaniu odszkodowawczym (pojedynczy armator fizycznie wykonujący zawód rybaka kontra koncern energetyczny) oraz dotychczasowa praktyka inwestorów MFW pokazują, że jakakolwiek dowolność w określaniu wysokości odszkodowania stwarza zagrożenie zaniżania kwot do wypłaty.		elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
143.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Organizacja Rybaków Łodziowych-producentów Rybnych	Koszty zmiany miejsca połowów. Ustawa nie precyzuje jednoznacznie, jakie koszty ponoszone przez armatorów powinny podlegać kompensacji. Należy uwzględnić: -Koszty dodatkowego paliwa wynikające z konieczności połowów w nowych rejonach. -Dostosowanie sprzętu poławiającego do nowych warunków hydrologicznych. -Utratę kontraktów handlowych spowodowaną zmianą obszaru połowowego. - Zmniejszenie wartości połowów wynikające z utraty dostępu do dotychczasowych łowisk. - Koszty dodatkowego czasu pracy rybaków w związku ze zmianą łowisk, wydłużoną trasą na łowisko i z łowiska w związku z powstaniem dodatkowych przeszkód		Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
144.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Armator UST-103	Nie może być tak, że strona postępowania nie będąca organem administracyjnym określa wartość odszkodowania. Wytwórca powinien na mocy przepisów dostać gotową kwotę do wypłaty danemu armatorowi. Nierówność stron w postępowaniu odszkodowawczym (pojedynczy armator fizycznie wykonujący zawód rybaka kontra koncern energetyczny) oraz dotychczasowa praktyka inwestorów MFW pokazują, że jakakolwiek dowolność w określaniu wysokości odszkodowania stwarza zagrożenie zaniżania kwot do wypłaty.	Art. 84b4. Wartość odszkodowania, o którym mowa w ust. 1, określa minister właściwy do spraw rybołówstwa mając na względzie:	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

145.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PSEW	Proponuje się zmianę brzmienia przepisu poprzez zmianę podstawy prawnej określenia obszaru morskiej farmy wiatrowej Propozycja brania pod uwagę wielkości całego obszaru morskiego w ramach którego powstaje MFW jest nadmiarowa. Nie jest to słuszne odniesienie - powinien to być raczej obszar zabudowy farmy, który jest mniejszy niż PSZW w obrębie którego znajdować się mogą wyłączenia, np. wynikające z uwarunkowań środowiskowych lub stref buforowych. Postulowana zmiana z "decyzji wydanej na podstawie art. 23 ustawy o obszarach morskich" na "pozwolenie na budowę, wydawanego na podstawie przepisów ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. - Prawo budowlane" ma na celu branie pod uwagę przy ustalaniu wartości odszkodowania tylko obszaru, który jest realnie wyłączony z działalności rybackiej. Ponadto, pozwolenie na budowę jest dokumentem, który precyzyjnie określa obszar zabudowy morskiej farmy wiatrowej, co zapewnia większą spójność z faktycznym zakresem inwestycji.	Proponujemy następujące brzmienie pkt. 1): „Art.84b. 4. Wartość odszkodowania, o którym mowa w ust. 1, określa wytwórca mając na względzie: 1) rzeczywisty obszar zabudowy morskiej farmy wiatrowej określony w pozwoleniu na budowę, wydawanym na podstawie przepisów ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. - Prawo budowlane.”	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
146.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Wielkość obszaru morskiej farmy wiatrowej określonego w decyzji wydanej na podstawie art. 23 ustawy o obszarach morskich, w przypadku części projektów MFW znacząco odbiega od granic określonych w wspomnianej decyzji. Obszary są pomniejszone przez uwarunkowania środowiskowe lub warunki wskazane w tej decyzji tj. bufor 500 m od zewnętrznej granicy. W związku z powyższym wskazany przepis nie odnosi się do rzeczywistych granic jakie	W dodawanym art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych w ust. 4 pkt 1 otrzymuje brzmienie: „1) <i>rzeczywisty obszar zajęty przez morską farmę wiatrową, którego ogłoszenie nastąpi w zeszycie publikacji "Wiadomości Żeglarskie" Biura Hydrograficznego Marynarki Wojennej i mapie morskiej, o których mowa w § 2 ust. 2 pkt 3 rozporządzenia Ministra Transportu i Gospodarki Morskiej z dnia 20 sierpnia 1999</i>	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

			będzie zajmować morską farmę wiatrową. Słowo „wielkość” jest mylące i niezasadne. Wygląda na to, że w tym przepisie chodzi jedynie o odniesienie do lokalizacji określonego obszaru, a nie uwzględnianiu jego wielkości przy wyliczaniu wartości rekompensat. Ponadto, w zakresie obszaru wyłączanego spod możliwości wykonywania połowów pod uwagę powinny być także brane strefy bezpieczeństwa wyznaczone na podstawie art. 24a ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej.	r. w sprawie współpracy urzędów morskich z Marynarką Wojenną i Strażą Graniczną (Dz.U.1999.75.850) wraz ze strefami bezpieczeństwa wyznaczonymi na podstawie art. 24a ustawy o obszarach morskich.”	
147.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PGE S.A.	Wielkość obszaru morskiej farmy wiatrowej określonego w decyzji wydanej na podstawie art. 23 ustawy o obszarach morskich, w przypadku części projektów MFW znacząco odbiega od granic określonych w wspomnianej decyzji. Obszary są pomniejszone przez uwarunkowania środowiskowe lub warunki wskazane w tej decyzji tj. bufor 500 m od zewnętrznej granicy. W związku z powyższym wskazany przepis nie odnosi się do rzeczywistych granic jakie będzie zajmować morską farmę wiatrową. Słowo „wielkość” jest mylące i niezasadne. Wygląda na to, że w tym przepisie chodzi jedynie o odniesienie do lokalizacji określonego obszaru, a nie uwzględnianiu jego wielkości przy wyliczaniu wartości rekompensat. Ponadto, w zakresie obszaru wyłączanego spod możliwości wykonywania połowów pod uwagę powinny być także brane strefy bezpieczeństwa wyznaczone na podstawie art. 24a ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej.	W dodawanym art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych w ust. 4 pkt 1 otrzymuje brzmienie: „1) rzeczywisty obszar zajęty przez morską farmę wiatrową, którego ogłoszenie nastąpi w zeszycie publikacji "Wiadomości Żeglarskie" Biura Hydrograficznego Marynarki Wojennej i mapie morskiej, o których mowa w § 2 ust. 2 pkt 3 rozporządzenia Ministra Transportu i Gospodarki Morskiej z dnia 20 sierpnia 1999 r. w sprawie współpracy urzędów morskich z Marynarką Wojenną i Strażą Graniczną (Dz.U.1999.75.850) wraz ze strefami bezpieczeństwa wyznaczonymi na podstawie art. 24a ustawy o obszarach morskich.”	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

148.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PSEW	Słowo „wielkość” jest mylące i może skutkować wątpliwościami interpretacyjnymi. Odniesienie się do lokalizacji określonego obszaru nieuwzględniania faktycznego obszaru jaki zajmować będzie morska farma wiatrowe, a dopiero ta wartość powinna być brana pod uwagę przy wyliczaniu kwot rekompensat. Należy też mieć na względzie, że budowa i likwidacja kabli nie doprowadzi do utraty możliwości prowadzenia rybołówstwa komercyjnego w całym wskazanym obszarze, a jedynie w określonej odległości od statku zajętego układaniem kabli.	Proponujemy następujące brzmienie pkt. 2): „Art. 84b. 4. Wartość odszkodowania, o którym mowa w ust. 1, określa wytwórca mając na względzie: 2) obszar zajmowany przez zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy określony w decyzji wydanej na podstawie art. 26 ust. 2 oraz art. 27 ust. 1 ustawy o obszarach morskich.”	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
149.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Słowo „wielkość” jest mylące i może skutkować wątpliwościami interpretacyjnymi. Odniesienie się do lokalizacji określonego obszaru nie uwzględnia faktycznego obszaru, jaki zajmować będzie MFW, a dopiero ta wartość powinna być brana pod uwagę przy wyliczaniu kwot rekompensat. Należy też mieć na względzie, że budowa i likwidacja kabli nie doprowadzi do utraty możliwości prowadzenia rybołówstwa komercyjnego w całym wskazanym obszarze, a jedynie w określonej odległości od statku zajętego układaniem kabli.	W dodawanym art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych w ust. 4 pkt 2 otrzymuje brzmienie: „2) <i>obszar zajmowany przez zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy określony w decyzji wydanej na podstawie art. 26 ust. 2 oraz art. 27 ust. 1 ustawy o obszarach morskich.</i> ”	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
150.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PGE S.A.	Słowo „wielkość” jest mylące i może skutkować wątpliwościami interpretacyjnymi. Odniesienie się do lokalizacji określonego obszaru nie uwzględnia faktycznego obszaru, jaki zajmować będzie MFW, a dopiero ta wartość powinna być brana pod uwagę przy wyliczaniu kwot rekompensat. Należy też mieć na względzie, że budowa i likwidacja kabli nie doprowadzi do utraty możliwości prowadzenia rybołówstwa komercyjnego w całym wskazanym obszarze, a jedynie w określonej odległości od statku zajętego układaniem kabli.	W dodawanym art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych w ust. 4 pkt 2 otrzymuje brzmienie: „2) <i>obszar zajmowany przez zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy określony w decyzji wydanej na podstawie art. 26 ust. 2 oraz art. 27 ust. 1 ustawy o obszarach morskich.</i> ”	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

151.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Organizacja Rybaków Łódziowych- producentów Rybnych	Okres do 10 lat przed budową. Istnieje konieczność precyzyjnego określenia, że historia połowów uwzględniana w procesie wyliczania odszkodowań powinna obejmować okres dowolnych 3 lat od 2004 roku, a nie wyłącznie ostatnie 10 lat przed budową farmy, ponieważ zmiany w ekosystemie mogą mieć długoterminowy charakter.	Dowolne 3 lata od 2004 r.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
152.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Wyliczanie średniej rocznej wielkości przychodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na obszarze, o którym mowa w pkt 1 i 2, w trzech wybranych latach z okresu 10 lat przed rozpoczęciem budowy MFW lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, może prowadzić do wyboru preferencyjnych 3 lat z okresu 10 lat. Dlatego okresy te powinny być zbieżne - wyliczanie średniej rocznej wielkości przychodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa w określonych obszarach z okresu 5 lat przed rozpoczęciem budowy MFW lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy. Ponadto brane pod uwagę powinny być dochody, a nie przychody uzyskiwane z działalności – wartość przychodów obejmuje także koszty uzyskania przychodu, tym samym nie jest zasadne, by wytwórca wypłacał armatorom swoje wynagrodzenie za nieponoszenie kosztów wliczanych w przychód.	W dodawanym art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych w ust. 4 pkt 3 otrzymuje brzmienie: „3) <i>średnią roczną wielkość dochodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na obszarze, o którym mowa w pkt 1 i 2 z okresu 5 lat przed rozpoczęciem budowy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.</i> ”	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
153.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu	Organizacja Producentów Ryb „Bałtyk”	Morskie Farmy Wiatrowe będą eksploatowane co najmniej 30 lat dlatego nie można skracać okresu referencyjnego, dlatego jako środowisko rybackie oczekujemy dłuższego okresu – nie 10 a 30 lat. Centrum Monitorowania	Art. 1. pkt. 27) po art. 84 dodaje się art. 84a i 84b w brzmieniu Art. 84b 3) średnią roczną wielkość przychodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na obszarze,	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach.

	wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		Rybołówstwa posiada dane odnośnie takiego okresu w wersjach elektronicznych i nie ma problemu z uzyskaniem takich danych. Dodatkowo ilość jednostek rybackich w danym rejonie jest raczej stała i oscyluje wokół liczby kilkudziesięciu, a warunki prowadzenia rybołówstwa są zmienne w dłuższym okresie. Co więcej, okresy ochronne obecnie obowiązujące zostały wprowadzone po to abyśmy jako rybacy mogli poławiać te ryby w momencie odbudowy ich stad na terenach dotychczasowych a nie po to, aby przez zakaz połowu inwestor anektujący te tereny mógł wypłacić mniejsze odszkodowanie.	o którym mowa w pkt 1 i 2 w trzech wybranych latach z okresu 30 lat przed rozpoczęciem budowy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy;	Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
154.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Zrzeszenie Rybaków Morskich- Organizacja Producentów	Morskie Farmy Wiatrowe będą eksploatowane co najmniej 30 lat dlatego nie można skracać okresu referencyjnego, dlatego jako środowisko rybackie oczekujemy dłuższego okresu – nie 10 a 30 lat. Centrum Monitorowania Rybołówstwa posiada dane odnośnie takiego okresu w wersjach elektronicznych i nie ma problemu z uzyskaniem takich danych. Dodatkowo ilość jednostek rybackich w danym rejonie jest raczej stała i oscyluje wokół liczby kilkudziesięciu, a warunki prowadzenia rybołówstwa są zmienne w dłuższym okresie. Co więcej, okresy ochronne obecnie obowiązujące zostały wprowadzone po to abyśmy jako rybacy mogli poławiać te ryby w momencie odbudowy ich stad na terenach dotychczasowych a nie po to, aby przez zakaz połowu inwestor anektujący te tereny mógł wypłacić mniejsze odszkodowanie.	Art. 1. pkt. 27) po art. 84 dodaje się art. 84a i 84b w brzmieniu Art. 84b 3) średnią roczną wielkość przychodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na obszarze, o którym mowa w pkt 1 i 2 w trzech wybranych latach z okresu 30 lat przed rozpoczęciem budowy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy;	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
155.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 3 ustawy z	Pomorska Organizacja	Morskie Farmy Wiatrowe będą eksploatowane co najmniej 30 lat dlatego nie można skracać okresu referencyjnego,	Art. 1. pkt. 27) po art. 84 dodaje się art. 84a i 84b w brzmieniu Art. 84b	Uwaga bezprzedmiotowa.

	dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Producentów – ARKA Sp. z o.o.	dlatego jako środowisko rybackie oczekujemy dłuższego okresu – nie 10 a 30 lat. Centrum Monitorowania Rybołówstwa posiada dane odnośnie takiego okresu w wersjach elektronicznych i nie ma problemu z uzyskaniem takich danych. Dodatkowo ilość jednostek rybackich w danym rejonie jest raczej stała i oscyluje wokół liczby kilkudziesięciu, a warunki prowadzenia rybołówstwa są zmienne w dłuższym okresie. Co więcej, okresy ochronne obecnie obowiązujące zostały wprowadzone po to abyśmy jako rybacy mogli poławiać te ryby w momencie odbudowy ich stad na terenach dotychczasowych a nie po to, aby przez zakaz połowu inwestor anektujący te tereny mógł wypłacić mniejsze odszkodowanie.	3) średnią roczną wielkość przychodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na obszarze, o którym mowa w pkt 1 i 2 w trzech wybranych latach z okresu 30 lat przed rozpoczęciem budowy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy;	Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
156.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Krajowa Izba Producentów Ryb	Morskie Farmy Wiatrowe będą eksploatowane co najmniej 30 lat dlatego nie można skracać okresu referencyjnego, dlatego jako środowisko rybackie oczekujemy dłuższego okresu – nie 10 a 30 lat. Centrum Monitorowania Rybołówstwa posiada dane odnośnie takiego okresu w wersjach elektronicznych i nie ma problemu z uzyskaniem takich danych. Dodatkowo ilość jednostek rybackich w danym rejonie jest raczej stała i oscyluje wokół liczby kilkudziesięciu, a warunki prowadzenia rybołówstwa są zmienne w dłuższym okresie. Co więcej, okresy ochronne obecnie obowiązujące zostały wprowadzone po to abyśmy jako rybacy mogli poławiać te ryby w momencie odbudowy ich stad na terenach dotychczasowych a nie po to, aby przez zakaz połowu inwestor anektujący te tereny mógł wypłacić mniejsze odszkodowanie.	Art. 1. pkt. 27) po art. 84 dodaje się art. 84a i 84b w brzmieniu Art. 84b 3) średnią roczną wielkość przychodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na obszarze, o którym mowa w pkt 1 i 2 w trzech wybranych latach z okresu 30 lat przed rozpoczęciem budowy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy;	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

157.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Łódź Rybacka UST-54	Morskie Farmy Wiatrowe będą eksploatowane co najmniej 30 lat dlatego nie można skracać okresu referencyjnego, dlatego jako środowisko rybackie oczekujemy dłuższego okresu – nie 10 a 30 lat. Centrum Monitorowania Rybołówstwa posiada dane odnośnie takiego okresu w wersjach elektronicznych i nie ma problemu z uzyskaniem takich danych. Dodatkowo ilość jednostek rybackich w danym rejonie jest raczej stała i oscyluje wokół liczby kilkudziesięciu, a warunki prowadzenia rybołówstwa są zmienne w dłuższym okresie. Co więcej, okresy ochronne obecnie obowiązujące zostały wprowadzone po to abyśmy jako rybacy mogli poławiać te ryby w momencie odbudowy ich stad na terenach dotychczasowych a nie po to, aby przez zakaz połowu inwestor anektujący te tereny mógł wypłacić mniejsze odszkodowanie.	Art. 1. pkt. 27) po art. 84 dodaje się art. 84a i 84b w brzmieniu Art. 84b 3) średnią roczną wielkość przychodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na obszarze, o którym mowa w pkt 1 i 2 w trzech wybranych latach z okresu 30 lat przed rozpoczęciem budowy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy;	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
158.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Łódź rybacka UST-3	Morskie Farmy Wiatrowe będą eksploatowane co najmniej 30 lat dlatego nie można skracać okresu referencyjnego, dlatego jako środowisko rybackie oczekujemy dłuższego okresu – nie 10 a 30 lat. Centrum Monitorowania Rybołówstwa posiada dane odnośnie takiego okresu w wersjach elektronicznych i nie ma problemu z uzyskaniem takich danych. Dodatkowo ilość jednostek rybackich w danym rejonie jest raczej stała i oscyluje wokół liczby kilkudziesięciu, a warunki prowadzenia rybołówstwa są zmienne w dłuższym okresie. Co więcej, okresy ochronne obecnie obowiązujące zostały wprowadzone po to abyśmy jako rybacy mogli poławiać te ryby w momencie odbudowy ich stad na terenach dotychczasowych a nie po to, aby przez zakaz połowu inwestor anektujący te	Art. 1. pkt. 27) po art. 84 dodaje się art. 84a i 84b w brzmieniu Art. 84b 3) średnią roczną wielkość przychodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na obszarze, o którym mowa w pkt 1 i 2 w trzech wybranych latach z okresu 30 lat przed rozpoczęciem budowy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy;	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

			tereny mógł wypłacić mniejsze odszkodowanie.		
159.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Kuter Rybacki Ust-94	Morskie Farmy Wiatrowe będą eksploatowane co najmniej 30 lat dlatego nie można skracać okresu referencyjnego, dlatego jako środowisko rybackie oczekujemy dłuższego okresu – nie 10 a 30 lat. Centrum Monitorowania Rybołówstwa posiada dane odnośnie takiego okresu w wersjach elektronicznych i nie ma problemu z uzyskaniem takich danych. Dodatkowo ilość jednostek rybackich w danym rejonie jest raczej stała i oscyluje wokół liczby kilkudziesięciu, a warunki prowadzenia rybołówstwa są zmienne w dłuższym okresie. Co więcej, okresy ochronne obecnie obowiązujące zostały wprowadzone po to abyśmy jako rybacy mogli poławiać te ryby w momencie odbudowy ich stad na terenach dotychczasowych a nie po to, aby przez zakaz połowu inwestor anektujący te tereny mógł wypłacić mniejsze odszkodowanie.	Art. 1. pkt. 27) po art. 84 dodaje się art. 84a i 84b w brzmieniu Art. 84b 3) średnią roczną wielkość przychodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na obszarze, o którym mowa w pkt 1 i 2 w trzech wybranych latach z okresu 30 lat przed rozpoczęciem budowy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy;	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
160.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Arka sc – Ust-44	Morskie Farmy Wiatrowe będą eksploatowane co najmniej 30 lat dlatego nie można skracać okresu referencyjnego, dlatego jako środowisko rybackie oczekujemy dłuższego okresu – nie 10 a 30 lat. Centrum Monitorowania Rybołówstwa posiada dane odnośnie takiego okresu w wersjach elektronicznych i nie ma problemu z uzyskaniem takich danych. Dodatkowo ilość jednostek rybackich w danym rejonie jest raczej stała i oscyluje wokół liczby kilkudziesięciu, a warunki prowadzenia rybołówstwa są zmienne w dłuższym okresie. Co więcej, okresy ochronne obecnie obowiązujące zostały wprowadzone po to abyśmy jako rybacy mogli poławiać te ryby w momencie	Art. 1. pkt. 27) po art. 84 dodaje się art. 84a i 84b w brzmieniu Art. 84b 3) średnią roczną wielkość przychodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na obszarze, o którym mowa w pkt 1 i 2 w trzech wybranych latach z okresu 30 lat przed rozpoczęciem budowy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy;	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

			odbudowy ich stad na terenach dotychczasowych a nie po to, aby przez zakaz połowu inwestor anektujący te tereny mógł wypłacić mniejsze odszkodowanie.		
161.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Kuter rybacki UST-97	Morskie Farmy Wiatrowe będą eksploatowane co najmniej 30 lat dlatego nie można skracać okresu referencyjnego, dlatego jako środowisko rybackie oczekujemy dłuższego okresu – nie 10 a 30 lat. Centrum Monitorowania Rybołówstwa posiada dane odnośnie takiego okresu w wersjach elektronicznych i nie ma problemu z uzyskaniem takich danych. Dodatkowo ilość jednostek rybackich w danym rejonie jest raczej stała i oscyluje wokół liczby kilkudziesięciu, a warunki prowadzenia rybołówstwa są zmienne w dłuższym okresie. Co więcej, okresy ochronne obecnie obowiązujące zostały wprowadzone po to abyśmy jako rybacy mogli poławiać te ryby w momencie odbudowy ich stad na terenach dotychczasowych a nie po to, aby przez zakaz połowu inwestor anektujący te tereny mógł wypłacić mniejsze odszkodowanie.	Art. 1. pkt. 27) po art. 84 dodaje się art. 84a i 84b w brzmieniu Art. 84b 3) średnią roczną wielkość przychodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na obszarze, o którym mowa w pkt 1 i 2 w trzech wybranych latach z okresu 30 lat przed rozpoczęciem budowy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy;	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
162.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Kuter rybacki UST-31	Morskie Farmy Wiatrowe będą eksploatowane co najmniej 30 lat dlatego nie można skracać okresu referencyjnego, dlatego jako środowisko rybackie oczekujemy dłuższego okresu – nie 10 a 30 lat. Centrum Monitorowania Rybołówstwa posiada dane odnośnie takiego okresu w wersjach elektronicznych i nie ma problemu z uzyskaniem takich danych. Dodatkowo ilość jednostek rybackich w danym rejonie jest raczej stała i oscyluje wokół liczby kilkudziesięciu, a warunki prowadzenia rybołówstwa są zmienne w dłuższym okresie. Co więcej,	Art. 1. pkt. 27) po art. 84 dodaje się art. 84a i 84b w brzmieniu Art. 84b 3) średnią roczną wielkość przychodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na obszarze, o którym mowa w pkt 1 i 2 w trzech wybranych latach z okresu 30 lat przed rozpoczęciem budowy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy;	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

			okresy ochronne obecnie obowiązujące zostały wprowadzone po to abyśmy jako rybacy mogli poławiać te ryby w momencie odbudowy ich stad na terenach dotychczasowych a nie po to, aby przez zakaz połowu inwestor anektujący te tereny mógł wypłacić mniejsze odszkodowanie.		
163.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Armatorzy kutra rybackiego DAR-119 i DAR 10	Morskie Farmy Wiatrowe będą eksploatowane co najmniej 30 lat dlatego nie można skracać okresu referencyjnego, dlatego jako środowisko rybackie oczekujemy dłuższego okresu – nie 10 a 30 lat. Centrum Monitorowania Rybołówstwa posiada dane odnośnie takiego okresu w wersjach elektronicznych i nie ma problemu z uzyskaniem takich danych. Dodatkowo ilość jednostek rybackich w danym rejonie jest raczej stała i oscyluje wokół liczby kilkudziesięciu, a warunki prowadzenia rybołówstwa są zmienne w dłuższym okresie. Co więcej, okresy ochronne obecnie obowiązujące zostały wprowadzone po to abyśmy jako rybacy mogli poławiać te ryby w momencie odbudowy ich stad na terenach dotychczasowych a nie po to, aby przez zakaz połowu inwestor anektujący te tereny mógł wypłacić mniejsze odszkodowanie.	Art. 1. pkt. 27) po art. 84 dodaje się art. 84a i 84b w brzmieniu Art. 84b 3) średnią roczną wielkość przychodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na obszarze, o którym mowa w pkt 1 i 2 w trzech wybranych latach z okresu 30 lat przed rozpoczęciem budowy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy;	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
164.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich	Armator UST-103	Morskie Farmy Wiatrowe będą eksploatowane co najmniej 30 lat dlatego nie można skracać okresu referencyjnego, dlatego jako środowisko rybackie oczekujemy dłuższego okresu – nie 10 a 30 lat. Centrum Monitorowania Rybołówstwa posiada dane odnośnie takiego okresu w wersjach elektronicznych i nie ma problemu z uzyskaniem takich danych. Dodatkowo ilość jednostek rybackich w danym rejonie jest raczej stała	Art. 1. pkt. 27) po art. 84 dodaje się art. 84a i 84b w brzmieniu Art. 84b 3) średnią roczną wielkość przychodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na obszarze, o którym mowa w pkt 1 i 2 w trzech wybranych latach z okresu 30 lat przed rozpoczęciem budowy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy;	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

	farmach wiatrowych		i oscyluje wokół liczby kilkudziesięciu, a warunki prowadzenia rybołówstwa są zmienne w dłuższym okresie. Co więcej, okresy ochronne obecnie obowiązujące zostały wprowadzone po to abyśmy jako rybacy mogli poławiać te ryby w momencie odbudowy ich stad na terenach dotychczasowych a nie po to, aby przez zakaz połowu inwestor anektujący te tereny mógł wypłacić mniejsze odszkodowanie.		
165.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PSEW	Proponuje się zmianę brzmienia przepisu poprzez skrócenie okresu referencyjnego do obliczania rekompensat z 10 do 5 lat. Wyliczenie średniej rocznej wielkości przychodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na obszarze, o którym mowa w pkt 1 i 2 w trzech wybranych latach z okresu 10 lat przed rozpoczęciem budowy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, może prowadzić do wyboru preferencyjnych 3 lat z okresu 10 lat. Dlatego okresy te powinny być zbieżne - wyliczenie średniej rocznej wielkości przychodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa w określonych obszarach z okresu 5 lat przed rozpoczęciem budowy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy. Ponadto brane pod uwagę powinny być dochody, a nie przychody uzyskiwane z działalności – wartość przychodów obejmuje także koszty uzyskania przychodu, tym samym nie jest zasadne, by wytwórca wypłacał armatorom swoje wynagrodzenie za nieponoszenie kosztów wliczanych w przychód.	Proponujemy następujące brzmienie pkt. 3): „Art. 84b. 4. Wartość odszkodowania, o którym mowa w ust. 1, określa wytwórca mając na względzie: 3) średnią roczną wielkość dochodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na obszarze, o którym mowa w pkt 1 i 2 z okresu 5 lat przed rozpoczęciem budowy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.”	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

			Należy podkreślić, że 10-letni okres może obejmować dane, które są już nieaktualne i nie odzwierciedlają bieżącej sytuacji armatora. Skrócenie okresu do 5 lat zapewnia większą aktualność i miarodajność analizowanych danych. Ponadto, branża rybacka charakteryzuje się dużą zmiennością. 5-letni okres lepiej odzwierciedla aktualne warunki rynkowe i trendy w rybołówstwie. Wreszcie, długi okres referencyjny może prowadzić do spekulacyjnych roszczeń armatorów, którzy w odległej przeszłości prowadzili marginalną działalność na danym obszarze. Skrócenie okresu ogranicza to ryzyko.		
166.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PGE S.A.	Wyliczanie średniej rocznej wielkości przychodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na obszarze, o którym mowa w pkt 1 i 2, w trzech wybranych latach z okresu 10 lat przed rozpoczęciem budowy MFW lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, może prowadzić do wyboru preferencyjnych 3 lat z okresu 10 lat. Dlatego okresy te powinny być zbieżne - wyliczanie średniej rocznej wielkości przychodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa w określonych obszarach z okresu 5 lat przed rozpoczęciem budowy MFW lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy. Ponadto brane pod uwagę powinny być dochody, a nie przychody uzyskiwane z działalności – wartość przychodów obejmuje także koszty uzyskania przychodu, tym samym nie jest zasadne, by wytwórca wypłacał armatorom swoje wynagrodzenie za nieponoszenie kosztów wliczanych w przychód.	W dodawanym art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych w ust. 4 pkt 3 otrzymuje brzmienie: <i>„3) średnią roczną wielkość dochodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na obszarze, o którym mowa w pkt 1 i 2 z okresu 5 lat przed rozpoczęciem budowy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.”</i>	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
167.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 4 ustawy z dnia 17 grudnia	Polski Komitet Energii Elektrycznej	W zakresie art. 84b ust. 4 pkt 4 uMEW również powinny być wyliczane rocznej wielkości dochody uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego	W dodawanym art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o

	2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		na obszarze, o którym mowa w pkt 1 i 2 w roku, którego dotyczy wniosek o odszkodowanie, zamiast przychodów uzyskiwanych z działalności, ponieważ wartość przychodów obejmuje także koszty uzyskania przychodu, tym samym nie jest zasadne, by wytwórca wypłacał armatorom swoiste wynagrodzenie za nieponoszenie kosztów wliczanych w przychód.	morskich farmach wiatrowych w ust. 4 pkt 4 otrzymuje brzmienie: „4) roczną wielkość dochodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na obszarze, o którym mowa w pkt 1 i 2 w roku, którego dotyczy wniosek, o którym mowa w ust. 2;”	promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
168.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Organizacja Producentów Ryb „Bałtyk”	Punkt całkowicie irracjonalny – nie ma możliwości prowadzenia połowów na terenie budowy MFW. Jakże miałyby armator mieć połowy w roku złożenia wniosku o odszkodowanie biorąc pod uwagę, że po odszkodowanie można się starać dopiero po faktycznym rozpoczęciu budowy. Przykład firmy BalticPower, gdzie dopiero składamy jako rybacy wnioski a już nie wolno tam pływać	Wnosimy o usunięcie tego punktu.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
169.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Krajowa Izba Producentów Ryb	Punkt całkowicie irracjonalny – nie ma możliwości prowadzenia połowów na terenie budowy MFW. Jakże miałyby armator mieć połowy w roku złożenia wniosku o odszkodowanie biorąc pod uwagę, że po odszkodowanie można się starać dopiero po faktycznym rozpoczęciu budowy. Przykład firmy BalticPower, gdzie dopiero składamy jako rybacy wnioski a już nie wolno tam pływać	Wnosimy o usunięcie tego punktu.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
170.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii	Zrzeszenie Rybaków Morskich- Organizacja Producentów	Punkt całkowicie irracjonalny – nie ma możliwości prowadzenia połowów na terenie budowy MFW. Jakże miałyby armator mieć połowy w roku złożenia wniosku o odszkodowanie biorąc pod uwagę, że po odszkodowanie można się starać dopiero po faktycznym rozpoczęciu budowy. Przykład firmy BalticPower, gdzie	Wnosimy o usunięcie tego punktu.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w

	elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		dopiero składamy jako rybacy wnioski a już nie wolno tam pływać		ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
171.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Pomorska Organizacja Producentów – ARKA Sp. z o.o.	Punkt całkowicie irracjonalny – nie ma możliwości prowadzenia połowów na terenie budowy MFW. Jakże miałyby armator mieć połowy w roku złożenia wniosku o odszkodowanie biorąc pod uwagę, że po odszkodowanie można się starać dopiero po faktycznym rozpoczęciu budowy. Przykład firmy BalticPower, gdzie dopiero składamy jako rybacy wnioski a już nie wolno tam pływać	Wnosimy o usunięcie tego punktu.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
172.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Armatorzy kutra rybackiego DAR-119 i DAR 10	Punkt całkowicie irracjonalny – nie ma możliwości prowadzenia połowów na terenie budowy MFW. Jakże miałyby armator mieć połowy w roku złożenia wniosku o odszkodowanie biorąc pod uwagę, że po odszkodowanie można się starać dopiero po faktycznym rozpoczęciu budowy. Przykład firmy BalticPower, gdzie dopiero składamy jako rybacy wnioski a już nie wolno tam pływać	Wnosimy o usunięcie tego punktu.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
173.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Łódź rybacka UST-3	Punkt całkowicie irracjonalny – nie ma możliwości prowadzenia połowów na terenie budowy MFW. Jakże miałyby armator mieć połowy w roku złożenia wniosku o odszkodowanie biorąc pod uwagę, że po odszkodowanie można się starać dopiero po faktycznym rozpoczęciu budowy. Przykład firmy BalticPower, gdzie dopiero składamy jako rybacy wnioski a już nie wolno tam pływać	Wnosimy o usunięcie tego punktu.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
174.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 4 ustawy z	Kuter Rybacki Ust-94	Punkt całkowicie irracjonalny – nie ma możliwości prowadzenia połowów na terenie budowy MFW. Jakże miałyby	Wnosimy o usunięcie tego punktu.	Uwaga bezprzedmiotowa.

	dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		armator mieć połowy w roku złożenia wniosku o odszkodowanie biorąc pod uwagę, że po odszkodowanie można się starać dopiero po faktycznym rozpoczęciu budowy. Przykład firmy BalticPower, gdzie dopiero składamy jako rybacy wnioski a już nie wolno tam pływać		Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
175.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Łódź Rybacka UST-54	Punkt całkowicie irracjonalny – nie ma możliwości prowadzenia połowów na terenie budowy MFW. Jakże miałyby armator mieć połowy w roku złożenia wniosku o odszkodowanie biorąc pod uwagę, że po odszkodowanie można się starać dopiero po faktycznym rozpoczęciu budowy. Przykład firmy BalticPower, gdzie dopiero składamy jako rybacy wnioski a już nie wolno tam pływać	Wnosimy o usunięcie tego punktu.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
176.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Kuter rybacki UST-31	Punkt całkowicie irracjonalny – nie ma możliwości prowadzenia połowów na terenie budowy MFW. Jakże miałyby armator mieć połowy w roku złożenia wniosku o odszkodowanie biorąc pod uwagę, że po odszkodowanie można się starać dopiero po faktycznym rozpoczęciu budowy. Przykład firmy BalticPower, gdzie dopiero składamy jako rybacy wnioski a już nie wolno tam pływać	Wnosimy o usunięcie tego punktu.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
177.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich	Arka sc – Ust-44	Punkt całkowicie irracjonalny – nie ma możliwości prowadzenia połowów na terenie budowy MFW. Jakże miałyby armator mieć połowy w roku złożenia wniosku o odszkodowanie biorąc pod uwagę, że po odszkodowanie można się starać dopiero po faktycznym rozpoczęciu budowy. Przykład firmy BalticPower, gdzie dopiero składamy jako rybacy wnioski a już nie wolno tam pływać	Wnosimy o usunięcie tego punktu.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

	farmach wiatrowych				
178.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Kuter rybacki UST-97	Punkt całkowicie irracjonalny – nie ma możliwości prowadzenia połowów na terenie budowy MFW. Jakże miałyby armator mieć połowy w roku złożenia wniosku o odszkodowanie biorąc pod uwagę, że po odszkodowanie można się starać dopiero po faktycznym rozpoczęciu budowy. Przykład firmy BalticPower, gdzie dopiero składamy jako rybacy wnioski a już nie wolno tam pływać	Wnosimy o usunięcie tego punktu.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
179.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Armator UST-103	Punkt całkowicie irracjonalny – nie ma możliwości prowadzenia połowów na terenie budowy MFW. Jakże miałyby armator mieć połowy w roku złożenia wniosku o odszkodowanie biorąc pod uwagę, że po odszkodowanie można się starać dopiero po faktycznym rozpoczęciu budowy. Przykład firmy BalticPower, gdzie dopiero składamy jako rybacy wnioski a już nie wolno tam pływać	Wnosimy o usunięcie tego punktu.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
180.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PGE S.A.	W zakresie art. 84b ust. 4 pkt 4 uMEW również powinny być wyliczane rocznej wielkości dochody uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na obszarze, o którym mowa w pkt 1 i 2 w roku, którego dotyczy wniosek o odszkodowanie, zamiast przychodów uzyskiwanych z działalności, ponieważ wartość przychodów obejmuje także koszty uzyskania przychodu, tym samym nie jest zasadne, by wytwórca wypłacał armatorom swoiste wynagrodzenie za nieponoszenie kosztów wliczanych w przychód.	W dodawanym art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych w ust. 4 pkt 4 otrzymuje brzmienie: „4) roczną wielkość dochodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na obszarze, o którym mowa w pkt 1 i 2 w roku, którego dotyczy wniosek, o którym mowa w ust. 2;”	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
181.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust.	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Konieczne jest uregulowanie kwestii związanej ze zmianą obszaru, na którym	W dodawanym art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu	Uwaga bezprzedmiotowa.

	4 pkt 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		armator prowadzić będzie działalność po, w trakcie lub po wybudowaniu MFW. Wytwórca powinien ponosić koszty związane wyłącznie ze zmianą obszaru na najbliższej położony względem portu danego armatora. W przypadku pozostawienia dowolności armatorowi, może on wybierać najbardziej oddalone obszary generując większe, niezasadne koszty dla wytwórcy.	wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych w ust. 4 pkt 5 otrzymuje brzmienie: „5) sumę kosztów związanych z koniecznością zmiany sposobu prowadzenia rybołówstwa komercyjnego lub wydłużenia drogi na najbliższe względem położenia portu danego armatora łowiska w związku z budową i likwidacją morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.”	Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
182.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Organizacja Producentów Ryb „Bałtyk”	Obecnie nie ma możliwości oszacowania sumy kosztów związanych z koniecznością zmiany miejsca oraz sposobu prowadzenia rybołówstwa komercyjnego w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy. Powinien to określić albo sam armator (po weryfikacji przez ministra właściwego ds. rybołówstwa) albo powinna to być wartość ryczałtowa wynikająca z wielkości jednostki rybackiej. Wytwórca nie ma i mieć nie będzie danych do określenia wysokości kosztów armatora rybackiego		Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
183.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Krajowa Izba Producentów Ryb	Obecnie nie ma możliwości oszacowania sumy kosztów związanych z koniecznością zmiany miejsca oraz sposobu prowadzenia rybołówstwa komercyjnego w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy. Powinien to określić albo sam armator (po weryfikacji przez ministra właściwego ds. rybołówstwa) albo powinna to być wartość ryczałtowa wynikająca z wielkości jednostki rybackiej. Wytwórca nie ma i mieć nie będzie danych do określenia wysokości kosztów armatora rybackiego		Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
184.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 5 ustawy z dnia 17 grudnia	Zrzeszenie Rybaków Morskich- Organizacja Producentów	Obecnie nie ma możliwości oszacowania sumy kosztów związanych z koniecznością zmiany miejsca oraz sposobu prowadzenia rybołówstwa komercyjnego w związku z		Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o

	2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		budowę, eksploatację i likwidację morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy. Powinien to określić albo sam armator (po weryfikacji przez ministra właściwego ds. rybołówstwa) albo powinna to być wartość ryczałtowa wynikająca z wielkości jednostki rybackiej. Wytwórca nie ma i mieć nie będzie danych do określenia wysokości kosztów armatora rybackiego		promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
185.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Pomorska Organizacja Producentów – ARKA Sp. z o.o.	Obecnie nie ma możliwości oszacowania sumy kosztów związanych z koniecznością zmiany miejsca oraz sposobu prowadzenia rybołówstwa komercyjnego w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy. Powinien to określić albo sam armator (po weryfikacji przez ministra właściwego ds. rybołówstwa) albo powinna to być wartość ryczałtowa wynikająca z wielkości jednostki rybackiej. Wytwórca nie ma i mieć nie będzie danych do określenia wysokości kosztów armatora rybackiego		Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
186.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Armatorzy kutra rybackiego DAR-119 i DAR 10	Obecnie nie ma możliwości oszacowania sumy kosztów związanych z koniecznością zmiany miejsca oraz sposobu prowadzenia rybołówstwa komercyjnego w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy. Powinien to określić albo sam armator (po weryfikacji przez ministra właściwego ds. rybołówstwa) albo powinna to być wartość ryczałtowa wynikająca z wielkości jednostki rybackiej. Wytwórca nie ma i mieć nie będzie danych do określenia wysokości kosztów armatora rybackiego		Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
187.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o	Arka sc – Ust-44	Obecnie nie ma możliwości oszacowania sumy kosztów związanych z koniecznością zmiany miejsca oraz sposobu prowadzenia rybołówstwa komercyjnego w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej		Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii

	promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy. Powinien to określić albo sam armator (po weryfikacji przez ministra właściwego ds. rybołówstwa) albo powinna to być wartość ryczałtowa wynikająca z wielkości jednostki rybackiej. Wytwórca nie ma i mieć nie będzie danych do określenia wysokości kosztów armatora rybackiego		elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
188.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Kuter Rybacki Ust-94	Obecnie nie ma możliwości oszacowania sumy kosztów związanych z koniecznością zmiany miejsca oraz sposobu prowadzenia rybołówstwa komercyjnego w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy. Powinien to określić albo sam armator (po weryfikacji przez ministra właściwego ds. rybołówstwa) albo powinna to być wartość ryczałtowa wynikająca z wielkości jednostki rybackiej. Wytwórca nie ma i mieć nie będzie danych do określenia wysokości kosztów armatora rybackiego		Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
189.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Łódź Rybacka UST-54	Obecnie nie ma możliwości oszacowania sumy kosztów związanych z koniecznością zmiany miejsca oraz sposobu prowadzenia rybołówstwa komercyjnego w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy. Powinien to określić albo sam armator (po weryfikacji przez ministra właściwego ds. rybołówstwa) albo powinna to być wartość ryczałtowa wynikająca z wielkości jednostki rybackiej. Wytwórca nie ma i mieć nie będzie danych do określenia wysokości kosztów armatora rybackiego		Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
190.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu	Kuter rybacki UST-31	Obecnie nie ma możliwości oszacowania sumy kosztów związanych z koniecznością zmiany miejsca oraz sposobu prowadzenia rybołówstwa komercyjnego w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń		Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach.

	wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		służących do wyprowadzenia mocy. Powinien to określić albo sam armator (po weryfikacji przez ministra właściwego ds. rybołówstwa) albo powinna to być wartość ryczałtowa wynikająca z wielkości jednostki rybackiej. Wytwórca nie ma i mieć nie będzie danych do określenia wysokości kosztów armatora rybackiego		Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
191.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Łódź rybacka UST-3	Obecnie nie ma możliwości oszacowania sumy kosztów związanych z koniecznością zmiany miejsca oraz sposobu prowadzenia rybołówstwa komercyjnego w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy. Powinien to określić albo sam armator (po weryfikacji przez ministra właściwego ds. rybołówstwa) albo powinna to być wartość ryczałtowa wynikająca z wielkości jednostki rybackiej. Wytwórca nie ma i mieć nie będzie danych do określenia wysokości kosztów armatora rybackiego		Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
192.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Kuter rybacki UST-97	Obecnie nie ma możliwości oszacowania sumy kosztów związanych z koniecznością zmiany miejsca oraz sposobu prowadzenia rybołówstwa komercyjnego w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy. Powinien to określić albo sam armator (po weryfikacji przez ministra właściwego ds. rybołówstwa) albo powinna to być wartość ryczałtowa wynikająca z wielkości jednostki rybackiej. Wytwórca nie ma i mieć nie będzie danych do określenia wysokości kosztów armatora rybackiego		Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
193.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania	Armator UST-103	Obecnie nie ma możliwości oszacowania sumy kosztów związanych z koniecznością zmiany miejsca oraz sposobu prowadzenia rybołówstwa komercyjnego w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.		Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w

	energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		Powinien to określić albo sam armator (po weryfikacji przez ministra właściwego ds. rybołówstwa) albo powinna to być wartość ryczałtowa wynikająca z wielkości jednostki rybackiej. Wytwórca nie ma i mieć nie będzie danych do określenia wysokości kosztów armatora rybackiego		ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
194.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PSEW	Konieczne jest uregulowanie kwestii związanej ze zmianą obszaru, na którym armator prowadzić będzie działalność po w trakcie lub po wybudowaniu morskiej farmy wiatrowej. Wytwórca powinien ponosić koszty związane wyłącznie ze zmianą obszaru na najbliższej położony względem portu danego armatora. W przypadku pozostawienia dowolności armatorowi może on wybierać najbardziej oddalone obszary generując większe, niezasadne koszty dla wytwórcy. Odszkodowanie wynikające z utraty przychodów w oparciu o pkt 3 i 4 powinno przysługiwać wyłącznie tym armatorom, którzy nie pobierają odszkodowania wypłacanego na gruncie pkt 5. Jeśli rybacy mogą kontynuować działalność na innych obszarach, to nie ma powodu, aby rekompensować im utracone przychody w oparciu o punkty 3-4. Ponadto, w przypadku wzrostu kosztów w oparciu o pkt 5, dookreślenia wymaga, że odszkodowanie przysługuje wyłącznie w przypadku kontynuacji działalności gospodarczej. Jest to być może jedyny przypadek, w którym straty powinny być wypłacane okresowo, za poniesione i udokumentowane w danym okresie dodatkowe koszty.	Proponujemy następujące brzmienie pkt. 5): „Art. 84b. 4. Wartość odszkodowania, o którym mowa w ust. 1, określa wytwórca mając na względzie: 5) sumę dodatkowych kosztów związanych z koniecznością zmiany sposobu prowadzenia rybołówstwa komercyjnego lub wydłużenia drogi na najbliższe względem położenia portu danego armatora łowiska w związku z budową i likwidacją morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.”	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

195.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PGES.A.	Konieczne jest uregulowanie kwestii związanej ze zmianą obszaru, na którym armator prowadzić będzie działalność po, w trakcie lub po wybudowaniu MFW. Wytwórca powinien ponosić koszty związane wyłącznie ze zmianą obszaru na najbliższej położony względem portu danego armatora. W przypadku pozostawienia dowolności armatorowi, może on wybierać najbardziej oddalone obszary generując większe, niezasadne koszty dla wytwórcy.	W dodawanym art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych w ust. 4 pkt 5 otrzymuje brzmienie: „5) sumę kosztów związanych z koniecznością zmiany sposobu prowadzenia rybołówstwa komercyjnego lub wydłużenia drogi na najbliższe względem położenia portu danego armatora łowiska w związku z budową i likwidacją morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.”	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
196.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 6 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PSEW	Dotychczasowe rozmowy prowadzone na gruncie grupy 6.3 Porozumienia Sektorowego ds. rybołówstwa mogą sugerować, że rozporządzenie, o którym mowa w projektowanym przepisie art. 84b ust. 7, będzie się odnosiło do kwadratów rybackich, które przebiegają przez różne obszary MFW. Postulujemy wprowadzenie do propozycji przepisów ustawowych rozwiązania zapewniającego, że rekompensaty udzielane przez inwestorów sąsiadujących morskich farm wiatrowych nie będą pokrywała tych samych kosztów związanych z koniecznością zmiany miejsca lub sposobu prowadzenia rybołówstwa w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskich farm wiatrowych. Zasadne jest dodanie mechanizmu podziału odpowiedzialności między inwestorów, co naszym zadaniem zapobiegnie wielokrotnemu wypłacaniu pełnego odszkodowania w przypadku skumulowanego oddziaływania kilku farm wiatrowych.	Proponujemy dodanie w art. 84 b ust. 4 punktu 6: „Art. 84b. 4. Wartość odszkodowania, o którym mowa w ust. 1, określa wytwórca mając na względzie: .. 6) zastosowanie mechanizmu zabezpieczającego przed pokrywaniem tych samych kosztów związanych z koniecznością zmiany miejsca lub sposobu prowadzenia rybołówstwa w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskich farm wiatrowych sąsiadujących ze sobą, z uwzględnieniem ust. 5.”	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
197.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust.	PSEW	W proponowanych przepisach ustawowych nie wskazano sposobu określania	Proponujemy po ust. 4 dodanie ust. 4a. oraz ust. 4a. pkt 1 w brzmieniu:	Uwaga bezprzedmiotowa.

	4a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		odszkodowania w odniesieniu do poszczególnych etapów działania MFW. W związku z tym proponujemy, aby rekompensaty dla etapu eksploatacji były wypłacane przez okres „adaptacyjny” rybaków tj. nie dłuższy niż 5 lat, z możliwością jego wydłużenia w uzasadnionym przypadku opartym na ocenie środowiskowej i wpływu na rybołówstwo komercyjne. Należy założyć, że po zakończeniu budowy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy następuje okres dostosowawczy dla rybołówstwa komercyjnego. Proponowane rozwiązanie funkcjonuje na innych rynkach i daje czas na przystosowanie się przedstawicieli sektora rybołówstwa do nowych warunków funkcjonowania.	„Art. 84b. 4a. W okresie eksploatacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy odszkodowanie, o którym mowa w ust. 1 przysługuje przez okres adaptacyjny nie dłuższy niż 5 lat, z możliwością jego wydłużenia w uzasadnionym przypadku. 1) Odszkodowanie w pierwszym roku okresu adaptacyjnego wypłacane jest w wysokości 100% jego wartości, z każdym kolejnym rokiem jego wartość należy pomniejszyć o 10%.”	Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
198.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Rekompensaty dla etapu eksploatacji powinny być wypłacane przez okres „adaptacyjny” rybaków tj. nie dłuższy niż 5 lat, z możliwością jego wydłużenia w uzasadnionym przypadku opartym na ocenie środowiskowej i wpływu na rybołówstwo komercyjne. Należy założyć, że po zakończeniu budowy MFW lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy następuje okres dostosowawczy dla rybołówstwa komercyjnego.	W dodawanym art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych po ust. 4 dodaje się ust. 4a w brzmieniu: „4a. W okresie eksploatacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy odszkodowanie, o którym mowa w ust. 1, przysługuje przez okres adaptacyjny nie dłuższy niż 5 lat, z możliwością jego wydłużenia w uzasadnionym przypadku opartym na ocenie środowiskowej i wpływu na rybołówstwo komercyjne. Odszkodowanie w pierwszym roku okresu adaptacyjnego wypłacane jest w wysokości 100% jego wartości, z każdym kolejnym rokiem jego wartość należy pomniejszyć o 10%.”.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
199.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4a ustawy z dnia 17 grudnia 2020	PGE S.A.	Rekompensaty dla etapu eksploatacji powinny być wypłacane przez okres „adaptacyjny” rybaków tj. nie dłuższy niż 5 lat, z możliwością jego wydłużenia w	W dodawanym art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o

	r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		uzasadnionym przypadku opartym na ocenie środowiskowej i wpływu na rybołówstwo komercyjne. Należy założyć, że po zakończeniu budowy MFW lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy następuje okres dostosowawczy dla rybołówstwa komercyjnego.	morskich farmach wiatrowych po ust. 4 dodaje się ust. 4a w brzmieniu: „4a. W okresie eksploatacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy odszkodowanie, o którym mowa w ust. 1, przysługuje przez okres adaptacyjny nie dłuższy niż 5 lat, z możliwością jego wydłużenia w uzasadnionym przypadku opartym na ocenie środowiskowej i wpływu na rybołówstwo komercyjne. Odszkodowanie w pierwszym roku okresu adaptacyjnego wypłacane jest w wysokości 100% jego wartości, z każdym kolejnym rokiem jego wartość należy pomniejszyć o 10%.”.	promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
200.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Krajowa Izba Producentów Ryb	Wszelkie opracowania naukowe, w tym dostępne już raporty oddziaływania na środowisko pierwszych inwestorów MFW jako największe zagrożenie wskazują etap budowy i likwidacji infrastruktury morskiej farmy. Wśród nich największy wpływ na ichtiofaunę ma hałas związany z wbijaniem monopali oraz wzruszanie struktury osadów dennych w czasie układania infrastruktury liniowej (kabli). Z dostępnych opracowań naukowych wynika, że dźwięki uderzeń kłosa wbijającego monopala o średnicy około 5 metrów, przy zastosowaniu wygłuszania kurtyna bąbelkową powodują zmiany zachowania ryb w obrębie około 35 kilometrów. Natomiast dostępne opracowanie środowiskowe dotyczące inwestycji układania infrastruktury przesyłowej w polskich obszarach morskich pokazuje zasięg dryfowania wzniesionych osadów dennych nawet do 90 km od punktu budowy. Dlatego uważamy, iż proponowane odległości są znacznie zaniżone.	Art. 84b 5. W okresie budowy i likwidacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy odszkodowanie, o którym mowa w ust. 1 przysługuje również armatorowi statku rybackiego, który w okresie do 30 lat przed rozpoczęciem budowy lub likwidacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wykonywał rybołówstwo komercyjne w odległości nie większej niż: 1) 30 km od zewnętrznej granicy obszaru morskiej farmy wiatrowej, lub 2) 10 km od zewnętrznej granicy obszaru zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

201.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Organizacja Producentów Ryb „Bałtyk”	Wszelkie opracowania naukowe, w tym dostępne już raporty oddziaływania na środowisko pierwszych inwestorów MFW jako największe zagrożenie wskazują etap budowy i likwidacji infrastruktury morskiej farmy. Wśród nich największy wpływ na ichtiofaunę ma hałas związany z wbijaniem monopali oraz wzruszanie struktury osadów dennych w czasie układania infrastruktury liniowej (kabli). Z dostępnych opracowań naukowych wynika, że dźwięki uderzeń kłosa wbijającego monopal o średnicy około 5 metrów, przy zastosowaniu wygłuszania kurtyna bąbelkową powodują zmiany zachowania ryb w obrębie około 35 kilometrów. Natomiast dostępne opracowanie środowiskowe dotyczące inwestycji układania infrastruktury przesyłowej w polskich obszarach morskich pokazuje zasięg dryfowania wzniesionych osadów dennych nawet do 90 km od punktu budowy. Dlatego uważamy, iż proponowane odległości są znacznie zaniżone.	Art. 84b 5. W okresie budowy i likwidacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy odszkodowanie, o którym mowa w ust. 1 przysługuje również armatorowi statku rybackiego, który w okresie do 30 lat przed rozpoczęciem budowy lub likwidacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wykonywał rybołówstwo komercyjne w odległości nie większej niż: 1) 30 km od zewnętrznej granicy obszaru morskiej farmy wiatrowej, lub 2) 10 km od zewnętrznej granicy obszaru zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
202.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PSEW	Określenie uprawnionych na podstawie aktywności sprzed 10 lat może prowadzić do sytuacji, w której o odszkodowanie będą ubiegać się armatorzy, którzy od dawna nie prowadzą połowów na danym obszarze. W tym czasie mogą nastąpić zmiany w rybołówstwie, strukturze połowów i stanie ekosystemu, które nie mają związku z budową farmy. Skrócenie tego okresu do 5 lat pozwoliłoby lepiej odzwierciedlić faktyczne skutki budowy farmy dla aktywnych rybaków. Odszkodowanie, o którym mowa w tym ust. powinno być wypłacane tylko w przypadku udokumentowania straty wynikającej z wpływu budowy i likwidacji	Proponujemy następujące brzmienie ust. 5: „Art.84b. 5. W przypadku wystąpienia i udokumentowania straty w okresie budowy i likwidacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy odszkodowanie, o którym mowa w ust. 1 przysługuje również armatorowi statku rybackiego, który w okresie do <u>5</u> lat przed rozpoczęciem budowy lub likwidacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wykonywał <u>regularne</u> rybołówstwo komercyjne w odległości nie większej niż <u>500 m od zewnętrznej</u>	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

		morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy na rybołówstwo komercyjne. Odszkodowanie w tym zakresie powinno być wyliczane i wypłacane na innych zasadach niż w przypadku całkowitego uniemożliwienia prowadzenia rybołówstwa na obszarze, o którym mowa w ust. 4 pkt 1. Niezrozumiałe są także powody tak dużej strefy buforowej. W zakresie wskazanych odległości tj. 10 km i 2 km nie zostały wskazane merytoryczne uzasadnienia tych wartości. Należy wskazać, że w okresach budowy istnieje duże prawdopodobieństwo nakładania się tych stref pomiędzy co najmniej dwóch deweloperów. Prowadzi to do sytuacji, w której armator rybacki mógłby ubiegać się o odszkodowanie dwa razy (od różnych deweloperów) w stosunku do tego samego obszaru. Należy rozważyć uwzględnienie tylko strefy bezpieczeństwa wokół infrastruktury – zgodnie z projektowanym art. 24b ustawy zmienianej w art. 2. Analogiczne odległości niewykraczające poza 500 m funkcjonują także na rynkach Europy Zachodniej, gdzie morska energetyka ma dłużą historię i dodatkowo czerpie z doświadczeń branży „oil & gas” Źródło: Dobre praktyki z Wielkiej Brytanii - FLOWW Best Practice Guidance for Offshore Renewables Developments: Recommendations for Fisheries Liaison, Jan 2014, 1720791296-ei-km-in-pc-fishing-012014-floww-best-practice-guidance-for-offshore-renewables-	<u>granicy obszaru morskiej farmy wiatrowej, lub od zewnętrznej granicy obszaru zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.</u>	

			developments-recommendations-for-fisheries-liaison.pdf Należy też wskazać, że brak wymogu wykazania strat przyznaje niejako automatyczne prawo do odszkodowania na podstawie historycznej działalności. Może to prowadzić do sytuacji, w której odszkodowania będą wypłacane podmiotom, które nie poniosły realnych strat. Należy wprowadzić wymóg przedstawienia dowodów np.: dokumentów połowowych (dzienniki połowowe, raporty miesięczne, specjalne zezwolenia połowowe), danych satelitarnych (VMS, AIS).		
203.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Odszkodowanie powinno być wypłacane tylko w przypadku udokumentowania straty wynikającej z wpływu budowy i likwidacji MFW lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy na rybołówstwo komercyjne. Odszkodowanie w tym zakresie powinno być wyliczane i wypłacane na innych zasadach niż w przypadku całkowitego uniemożliwienia prowadzenia rybołówstwa na obszarze, o którym mowa w ust. 4 pkt 1. Po ust. 5 należy dodać ogólne zasady wyliczania rekompensat oraz zasady wyliczania rekompensat w okresie adaptacyjnym, następującym w momencie rozpoczęcia eksploatacji morskiej farmy wiatrowej.	W dodawanym art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych: 1) ust. 5 otrzymuje brzmienie: „5. W przypadku wystąpienia i udokumentowania straty w okresie budowy i likwidacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy odszkodowanie, o którym mowa w ust. 1 przysługuje również armatorowi statku rybackiego, który w okresie do 10 lat przed rozpoczęciem budowy lub likwidacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wykonywał rybołówstwo komercyjne w odległości nie większej niż: 1) 10 km od zewnętrznej granicy obszaru morskiej farmy wiatrowej, lub 2) 2 km od zewnętrznej granicy obszaru zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.”; 2) po ust. 5 dodaje się ust. 5a w brzmieniu: „5a. Odszkodowanie, o którym mowa w ust. 5, w pierwszym roku okresu adaptacyjnego wypłacane jest w wysokości 100% jego	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

				wartości, z każdym kolejnym rokiem jego wartość należy pomniejszyć o 10%."	
204.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	GK ORLEN	Przyjęcie 10-letniego okresu jako podstawy do roszczeń wydaje się nadmiernie rozszerzać krąg potencjalnych uprawnionych. W praktyce może oznaczać, że armatorzy, którzy jedynie okazjonalnie łowili na danym obszarze lub tylko jeden raz w ciągu tych 10 lat łowili lub przepływali przez ten obszar, będą mogli ubiegać się o odszkodowanie. Uzasadnionym rozwiązaniem jest ograniczenie okresu referencyjnego do maksymalnie 5 lat, co odzwierciedlałoby rzeczywisty wpływ inwestycji na aktualnie działających operujących armatorów. Postuluje się skrócenie okresu kwalifikacji z 10 do 5 lat, co limituje liczbę uprawnionych i eliminuje możliwość zgłoszenia roszczeń przez armatorów, którzy prowadzili incydentalną działalność w obszarze. Proponujemy wprowadzenie wymogu regularności połowów, co ograniczy nadużycia związane z przypadkowymi lub sporadycznymi połowami.	Postuluje się następujące brzmienie art. 84b ust. 3: „3. Armator statku rybackiego jest uprawniony do złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 2, jeżeli w okresie do 5 lat przed rozpoczęciem budowy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, wykonywał regularne rybołówstwo komercyjne na tym obszarze lub regularnie przepływał przez ten obszar w drodze między portem a łowiskiem, oraz wykazał, że po rozpoczęciu eksploatacji morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy był zmuszony do prowadzenia działalności na innym obszarze.”	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
205.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Zrzeszenie Rybaków Morskich- Organizacja Producentów	Wszelkie opracowania naukowe, w tym dostępne już raporty oddziaływania na środowisko pierwszych inwestorów MFW jako największe zagrożenie wskazują etap budowy i likwidacji infrastruktury morskiej farmy. Wśród nich największy wpływ na ichtiofaunę ma hałas związany z wbijaniem monopali oraz wzruszanie struktury osadów dennych w czasie układania infrastruktury liniowej (kabli). Z dostępnych opracowań naukowych wynika, że dźwięki uderzeń kłosa wbijającego monopala o średnicy około 5 metrów, przy zastosowaniu wygłuszania kurtyna bąbelkową powodują zmiany	Art. 84b 5. W okresie budowy i likwidacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy odszkodowanie, o którym mowa w ust. 1 przysługuje również armatorowi statku rybackiego, który w okresie do 30 lat przed rozpoczęciem budowy lub likwidacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wykonywał rybołówstwo komercyjne w odległości nie większej niż: 1) 30 km od zewnętrznej granicy obszaru morskiej farmy wiatrowej, lub	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

			zachowania ryb w obrębie około 35 kilometrów. Natomiast dostępne opracowanie środowiskowe dotyczące inwestycji układania infrastruktury przesyłowej w polskich obszarach morskich pokazuje zasięg dryfowania wzniesionych osadów dennych nawet do 90 km od punktu budowy. Dlatego uważamy, iż proponowane odległości są znacznie zaniżone.	2) 10 km od zewnętrznej granicy obszaru zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.	
206.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Pomorska Organizacja Producentów – ARKA Sp. z o.o.	Wszelkie opracowania naukowe, w tym dostępne już raporty oddziaływania na środowisko pierwszych inwestorów MFW jako największe zagrożenie wskazują etap budowy i likwidacji infrastruktury morskiej farmy. Wśród nich największy wpływ na ichtiofaunę ma hałas związany z wbijaniem monopali oraz wzruszanie struktury osadów dennych w czasie układania infrastruktury liniowej (kable). Z dostępnych opracowań naukowych wynika, że dźwięki uderzeń kłosa wbijającego monopala o średnicy około 5 metrów, przy zastosowaniu wygłuszania kurtyna bąbelkową powodują zmiany zachowania ryb w obrębie około 35 kilometrów. Natomiast dostępne opracowanie środowiskowe dotyczące inwestycji układania infrastruktury przesyłowej w polskich obszarach morskich pokazuje zasięg dryfowania wzniesionych osadów dennych nawet do 90 km od punktu budowy. Dlatego uważamy, iż proponowane odległości są znacznie zaniżone.	Art. 84b 5. W okresie budowy i likwidacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy odszkodowanie, o którym mowa w ust. 1 przysługuje również armatorowi statku rybackiego, który w okresie do 30 lat przed rozpoczęciem budowy lub likwidacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wykonywał rybołówstwo komercyjne w odległości nie większej niż: 1) 30 km od zewnętrznej granicy obszaru morskiej farmy wiatrowej, lub 2) 10 km od zewnętrznej granicy obszaru zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
207.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii	Kuter Rybacki Ust-94	Wszelkie opracowania naukowe, w tym dostępne już raporty oddziaływania na środowisko pierwszych inwestorów MFW jako największe zagrożenie wskazują etap budowy i likwidacji infrastruktury morskiej farmy. Wśród nich największy wpływ na ichtiofaunę ma hałas związany z wbijaniem	Art. 84b 5. W okresie budowy i likwidacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy odszkodowanie, o którym mowa w ust. 1 przysługuje również armatorowi statku rybackiego, który w okresie do 30 lat przed rozpoczęciem budowy lub	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w

	elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		monopali oraz wzruszanie struktury osadów dennych w czasie układania infrastruktury liniowej (kabli). Z dostępnych opracowań naukowych wynika, że dźwięki uderzeń kłosa wbijającego monopala o średnicy około 5 metrów, przy zastosowaniu wygłuszania kurtyna bąbelkową powodują zmiany zachowania ryb w obrębie około 35 kilometrów. Natomiast dostępne opracowanie środowiskowe dotyczące inwestycji układania infrastruktury przesyłowej w polskich obszarach morskich pokazuje zasięg dryfowania wzniesionych osadów dennych nawet do 90 km od punktu budowy. Dlatego uważamy, iż proponowane odległości są znacznie zaniżone.	likwidacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wykonywał rybołówstwo komercyjne w odległości nie większej niż: 1) 30 km od zewnętrznej granicy obszaru morskiej farmy wiatrowej, lub 2) 10 km od zewnętrznej granicy obszaru zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.	ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
208.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Armatorzy kłosa rybackiego DAR-119 i DAR 10	Wszelkie opracowania naukowe, w tym dostępne już raporty oddziaływania na środowisko pierwszych inwestorów MFW jako największe zagrożenie wskazują etap budowy i likwidacji infrastruktury morskiej farmy. Wśród nich największy wpływ na ichtiofaunę ma hałas związany z wbijaniem monopali oraz wzruszanie struktury osadów dennych w czasie układania infrastruktury liniowej (kabli). Z dostępnych opracowań naukowych wynika, że dźwięki uderzeń kłosa wbijającego monopala o średnicy około 5 metrów, przy zastosowaniu wygłuszania kurtyna bąbelkową powodują zmiany zachowania ryb w obrębie około 35 kilometrów. Natomiast dostępne opracowanie środowiskowe dotyczące inwestycji układania infrastruktury przesyłowej w polskich obszarach morskich pokazuje zasięg dryfowania wzniesionych osadów dennych nawet do 90 km od punktu budowy. Dlatego uważamy, iż proponowane odległości są znacznie zaniżone.	Art. 84b 5. W okresie budowy i likwidacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy odszkodowanie, o którym mowa w ust. 1 przysługuje również armatorowi statku rybackiego, który w okresie do 30 lat przed rozpoczęciem budowy lub likwidacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wykonywał rybołówstwo komercyjne w odległości nie większej niż: 1) 30 km od zewnętrznej granicy obszaru morskiej farmy wiatrowej, lub 2) 10 km od zewnętrznej granicy obszaru zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

209.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Łódź rybacka UST-3	Wszelkie opracowania naukowe, w tym dostępne już raporty oddziaływania na środowisko pierwszych inwestorów MFW jako największe zagrożenie wskazują etap budowy i likwidacji infrastruktury morskiej farmy. Wśród nich największy wpływ na ichtiofaunę ma hałas związany z wbijaniem monopali oraz wzruszanie struktury osadów dennych w czasie układania infrastruktury liniowej (kabli). Z dostępnych opracowań naukowych wynika, że dźwięki uderzeń kłosa wbijającego monopal o średnicy około 5 metrów, przy zastosowaniu wygłuszania kurtyna bąbelkową powodują zmiany zachowania ryb w obrębie około 35 kilometrów. Natomiast dostępne opracowanie środowiskowe dotyczące inwestycji układania infrastruktury przesyłowej w polskich obszarach morskich pokazuje zasięg dryfowania wzniesionych osadów dennych nawet do 90 km od punktu budowy. Dlatego uważamy, iż proponowane odległości są znacznie zaniżone.	Art. 84b 5. W okresie budowy i likwidacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy odszkodowanie, o którym mowa w ust. 1 przysługuje również armatorowi statku rybackiego, który w okresie do 30 lat przed rozpoczęciem budowy lub likwidacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wykonywał rybołówstwo komercyjne w odległości nie większej niż:	Uwaga bezprzedmiotowa.
210.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Łódź Rybacka UST-54	Wszelkie opracowania naukowe, w tym dostępne już raporty oddziaływania na środowisko pierwszych inwestorów MFW jako największe zagrożenie wskazują etap budowy i likwidacji infrastruktury morskiej farmy. Wśród nich największy wpływ na ichtiofaunę ma hałas związany z wbijaniem monopali oraz wzruszanie struktury osadów dennych w czasie układania infrastruktury liniowej (kabli). Z dostępnych opracowań naukowych wynika, że dźwięki uderzeń kłosa wbijającego monopal o średnicy około 5 metrów, przy zastosowaniu wygłuszania kurtyna bąbelkową powodują zmiany zachowania ryb w obrębie około 35	Art. 84b 5. W okresie budowy i likwidacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy odszkodowanie, o którym mowa w ust. 1 przysługuje również armatorowi statku rybackiego, który w okresie do 30 lat przed rozpoczęciem budowy lub likwidacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wykonywał rybołówstwo komercyjne w odległości nie większej niż:	Uwaga bezprzedmiotowa.

			kilometrów. Natomiast dostępne opracowanie środowiskowe dotyczące inwestycji układania infrastruktury przesyłowej w polskich obszarach morskich pokazuje zasięg dryfowania wzniesionych osadów dennych nawet do 90 km od punktu budowy. Dlatego uważamy, iż proponowane odległości są znacznie zaniżone.		
211.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Arka sc – Ust-44	Wszelkie opracowania naukowe, w tym dostępne już raporty oddziaływania na środowisko pierwszych inwestorów MFW jako największe zagrożenie wskazują etap budowy i likwidacji infrastruktury morskiej farmy. Wśród nich największy wpływ na ichtiofaunę ma hałas związany z wbijaniem monopali oraz wzruszanie struktury osadów dennych w czasie układania infrastruktury liniowej (kabli). Z dostępnych opracowań naukowych wynika, że dźwięki uderzeń kafara wbijającego monopali o średnicy około 5 metrów, przy zastosowaniu wygłuszania kurtyna bąbelkową powodują zmiany zachowania ryb w obrębie około 35 kilometrów. Natomiast dostępne opracowanie środowiskowe dotyczące inwestycji układania infrastruktury przesyłowej w polskich obszarach morskich pokazuje zasięg dryfowania wzniesionych osadów dennych nawet do 90 km od punktu budowy. Dlatego uważamy, iż proponowane odległości są znacznie zaniżone.	Art. 84b 5. W okresie budowy i likwidacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy odszkodowanie, o którym mowa w ust. 1 przysługuje również armatorowi statku rybackiego, który w okresie do 30 lat przed rozpoczęciem budowy lub likwidacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wykonywał rybołówstwo komercyjne w odległości nie większej niż: 1) 30 km od zewnętrznej granicy obszaru morskiej farmy wiatrowej, lub 2) 10 km od zewnętrznej granicy obszaru zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
212.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w	Kuter rybacki UST-31	Wszelkie opracowania naukowe, w tym dostępne już raporty oddziaływania na środowisko pierwszych inwestorów MFW jako największe zagrożenie wskazują etap budowy i likwidacji infrastruktury morskiej farmy. Wśród nich największy wpływ na ichtiofaunę ma hałas związany z wbijaniem monopali oraz wzruszanie struktury	Art. 84b 5. W okresie budowy i likwidacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy odszkodowanie, o którym mowa w ust. 1 przysługuje również armatorowi statku rybackiego, który w okresie do 30 lat przed rozpoczęciem budowy lub likwidacji morskiej farmy wiatrowej i	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w

	morskich farmach wiatrowych		osadów dennych w czasie układania infrastruktury liniowej (kabli). Z dostępnych opracowań naukowych wynika, że dźwięki uderzeń kafara wbijającego monopala o średnicy około 5 metrów, przy zastosowaniu wygłuszania kurtyna bąbelkową powodują zmiany zachowania ryb w obrębie około 35 kilometrów. Natomiast dostępne opracowanie środowiskowe dotyczące inwestycji układania infrastruktury przesyłowej w polskich obszarach morskich pokazuje zasięg dryfowania wzniesionych osadów dennych nawet do 90 km od punktu budowy. Dlatego uważamy, iż proponowane odległości są znacznie zaniżone.	zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wykonywał rybołówstwo komercyjne w odległości nie większej niż: 1) 30 km od zewnętrznej granicy obszaru morskiej farmy wiatrowej, lub 2) 10 km od zewnętrznej granicy obszaru zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.	ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
213.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Armator UST-103	Wszelkie opracowania naukowe, w tym dostępne już raporty oddziaływania na środowisko pierwszych inwestorów MFW jako największe zagrożenie wskazują etap budowy i likwidacji infrastruktury morskiej farmy. Wśród nich największy wpływ na ichtiofaunę ma hałas związany z wbijaniem monopali oraz wzruszanie struktury osadów dennych w czasie układania infrastruktury liniowej (kabli). Z dostępnych opracowań naukowych wynika, że dźwięki uderzeń kafara wbijającego monopala o średnicy około 5 metrów, przy zastosowaniu wygłuszania kurtyna bąbelkową powodują zmiany zachowania ryb w obrębie około 35 kilometrów. Natomiast dostępne opracowanie środowiskowe dotyczące inwestycji układania infrastruktury przesyłowej w polskich obszarach morskich pokazuje zasięg dryfowania wzniesionych osadów dennych nawet do 90 km od punktu budowy. Dlatego uważamy, iż	Art. 84b 5. W okresie budowy i likwidacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy odszkodowanie, o którym mowa w ust. 1 przysługuje również armatorowi statku rybackiego, który w okresie do 30 lat przed rozpoczęciem budowy lub likwidacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wykonywał rybołówstwo komercyjne w odległości nie większej niż: 1) 30 km od zewnętrznej granicy obszaru morskiej farmy wiatrowej, lub 2) 10 km od zewnętrznej granicy obszaru zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

			proponowane odległości są znacznie zaniżone.		
214.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	TAURON Polska Energia S.A.	Projektowany art. 84b. 1. stanowi, że: „Za utratę korzyści majątkowych, w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy armatorowi statku rybackiego, o którym mowa w art. 7 ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim (Dz. U. z 2024 r. poz. 243 i 1222), należy się odszkodowanie.”. W projekcie ustawy nie określono terminu do kiedy można zgłosić takie roszczenia, ani też procedury odwoławczej, przy czym definiowanie treści o takim poziomie istotności nie powinno następować w akcie prawnym niższej rangi, tj. w rozporządzeniu, o którym mowa w art. 84b ust. 7 ustawy offshore wind. W związku z powyższym proponujemy rozważyć wprowadzenie regulacji analogicznej jak w art. 31d ustawy z dnia 10 maja 2018 r. o Centralnym Porcie Komunikacyjnym (Dz.U. z 2018 r. poz. 1089, t.j. Dz.U. z 2024 r. poz. 1747), zgodnie z którym szkody wyrządzone w związku z wykonywaniem badań przyrodniczych podlegają naprawieniu na zasadach wynikających z ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. - Kodeks cywilny.		Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
215.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Kuter rybacki UST-97	Wszelkie opracowania naukowe, w tym dostępne już raporty oddziaływania na środowisko pierwszych inwestorów MFW jako największe zagrożenie wskazują etap budowy i likwidacji infrastruktury morskiej farmy. Wśród nich największy wpływ na ichtiofaunę ma hałas związany z wbijaniem monopali oraz wzruszanie struktury osadów dennych w czasie układania infrastruktury liniowej (kabli).	Art. 84b 5. W okresie budowy i likwidacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy odszkodowanie, o którym mowa w ust. 1 przysługuje również armatorowi statku rybackiego, który w okresie do 30 lat przed rozpoczęciem budowy lub likwidacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wykonywał rybołówstwo komercyjne w odległości nie większej niż:	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

			Z dostępnych opracowań naukowych wynika, że dźwięki uderzeń kafara wbijającego monopál o średnicy około 5 metrów, przy zastosowaniu wygłuszania kurtyna bąbelkową powodują zmiany zachowania ryb w obrębie około 35 kilometrów. Natomiast dostępne opracowanie środowiskowe dotyczące inwestycji układania infrastruktury przesyłowej w polskich obszarach morskich pokazuje zasięg dryfowania wzniesionych osadów dennych nawet do 90 km od punktu budowy. Dlatego uważamy, iż proponowane odległości są znacznie zaniżone.	1) 30 km od zewnętrznej granicy obszaru morskiej farmy wiatrowej, lub 2) 10 km od zewnętrznej granicy obszaru zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.	
216.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PGE S.A.	Odszkodowanie powinno być wypłacane tylko w przypadku udokumentowania straty wynikającej z wpływu budowy i likwidacji MFW lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy na rybołówstwo komercyjne. Odszkodowanie w tym zakresie powinno być wyliczane i wypłacane na innych zasadach niż w przypadku całkowitego uniemożliwienia prowadzenia rybołówstwa na obszarze, o którym mowa w ust. 4 pkt 1. Po ust. 5 należy dodać ogólne zasady wyliczania rekompensat oraz zasady wyliczania rekompensat w okresie adaptacyjnym, następującym w momencie rozpoczęcia eksploatacji morskiej farmy wiatrowej.	W dodawanym art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych: 1) ust. 5 otrzymuje brzmienie: „5. W przypadku wystąpienia i udokumentowania straty w okresie budowy i likwidacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy odszkodowanie, o którym mowa w ust. 1 przysługuje również armatorowi statku rybackiego, który w okresie do 10 lat przed rozpoczęciem budowy lub likwidacji morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wykonywał rybołówstwo komercyjne w odległości nie większej niż: 1) 10 km od zewnętrznej granicy obszaru morskiej farmy wiatrowej, lub 2) 2 km od zewnętrznej granicy obszaru zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.”; 2) po ust. 5 dodaje się ust. 5a w brzmieniu: „5a. Odszkodowanie, o którym mowa w ust. 5, w pierwszym roku okresu adaptacyjnego wypłacane jest w wysokości 100% jego	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

				wartości, z każdym kolejnym rokiem jego wartość należy pomniejszyć o 10%."	
217.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 5 pkt 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Organizacja Rybaków Łódzianych-Producentów Rybnych	Należy zweryfikować opinię OOŚ dla poszczególnych lokalizacji, ponieważ wyniki mogą wskazywać na dodatkowe, nieprzewidziane skutki eksploatacji farm wiatrowych na środowisko morskie w tym przenoszenie osadów na dalsze odległości. Np. OOŚ dotycząca budowy rurociągu Baltic Pipe, określa, że Przemieszczanie osadów dennych – według oceny oddziaływania na środowisko (strona 170), osady denne mogą przemieszczać się nawet do 93,5 km, co wpływa na ekosystemy morskie i ogranicza dostępność pokarmu dla ryb. Ponadto ograniczenie odległości do „10 km od farmy” nie uwzględnia faktycznego wpływu na środowisko i zasoby rybne w tym takie jak: • Ingerencja w dno morskie – budowa i eksploatacja farm spowodują zniszczenie siedlisk, tarlisk oraz ikry i narybku, co może prowadzić do spadku populacji ryb o znaczeniu gospodarczym. • Uwolnienie zanieczyszczeń – wzburzenie osadów dennych powoduje uwalnianie toksyn i zanieczyszczeń, co prowadzi do pogorszenia warunków bytowania organizmów morskich oraz zwiększonej śmiertelności ryb. • Zawiesiny osadzające się na dnie – redepozycja osadów dennych ograniczy dostęp ryb do pokarmu, co wpłynie na zmniejszenie ich populacji na danym obszarze. • Hałas i wibracje podwodne – emisja hałasu podczas budowy i eksploatacji turbin zmienia zachowanie ryb, powodując ich ucieczkę oraz zakłócając naturalne procesy migracyjne i żerowanie.	20 km od farmy	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

			• Efekt bariery ekologicznej – obecność nowych struktur na dnie morskim może stanowić barierę dla młodych form ryb, ograniczając ich przemieszczanie i dostęp do naturalnych siedlisk. Najważniejsza kwestią jest oddziaływanie osadów na tarło śledzia. W załączeniu pozyskana z MIR opinia naukowa dotycząca bezpośredniego wpływu osadów na tarło wiosenna śledzia. Należy przeanalizować opinię MIR dotyczącą wpływu zanieczyszczeń i zmian ekosystemowych na populację śledzia, kluczowego gatunku dla polskich rybaków. Istnieje ryzyko, że zmiany w ekosystemie, w tym hałas i wibracje podwodne, wpłyną na cykl migracyjny i rozrodczy tego gatunku, co będzie miało istotne konsekwencje dla gospodarki połowowej.		
218.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 5 pkt 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Organizacja Rybaków Łódziowych-producentów Rybnych	2 km od urządzeń Obecnie ustawa przewiduje rekompensaty jedynie dla armatorów działających w promieniu 2 km od infrastruktury przesyłowej, co nie odzwierciedla rzeczywistego wpływu inwestycji na środowisko. Biorąc pod uwagę oddziaływanie farm na migrację ryb i ekosystem morski, należy rozszerzyć strefę do 5 km dla infrastruktury przesyłowej. Uzasadnienie dotyczące konieczności rozszerzenia strefy znajduje się w punkcie 2. Warto uwzględnić w ustawie mechanizmy dostosowywania tych wartości w zależności od wyników badań środowiskowych.	5 km od infrastruktury przesyłowej	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
219.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 6 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu	Stowarzyszenie Innowacji Rybactwa i Akwakultury	Według zasad legislacji zasadne jest uregulowanie zagadnienia w rozporządzeniu wykonawczym.	Propozycja wykreślenia tego zapisu.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii

	wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych				elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
220.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 7 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Konieczne jest uregulowanie obowiązku uzgadniania treści rozporządzenia określającego sposób wyliczenia odszkodowań dla armatorów przez ministra właściwego do spraw rybołówstwa z ministrem właściwym do spraw klimatu oraz ministrem właściwym do spraw aktywów państwowych.	W dodawanym art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych wprowadzenie do wyliczenia w ust. 7 otrzymuje brzmienie: „Minister właściwy do spraw rybołówstwa w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw klimatu oraz ministrem właściwym do spraw aktywów państwowych określi, w drodze rozporządzenia:”	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
221.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 7 i 8 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Łódź Rybacka UST-54	Skoro to Minister właściwy do spraw rybołówstwa ma określić, w drodze rozporządzenia zarówno szczegółowy sposób szacowania korzyści majątkowych armatora statku rybackiego utraconych w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, sposób szacowania wartości odszkodowania, o którym mowa w ust. 1 oraz warunki jego przyznawania oraz wzór wniosku, o którym mowa w ust. 2, i rodzaj dołączanej do niego dokumentacji- mając na względzie zrównoważoną eksploatację polskich obszarów morskich oraz wielkość obszaru morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, a także wielkość przychodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na tym obszarze, to powinien mieć również możliwość weryfikacji tych wniosków i jednoznacznego określania wysokości odszkodowania	Po tym punkcie Art. 1. pkt. 27) po art. 84 dodaje się art. 84a i 84b w brzmieniu Art. 84b 8. Minister właściwy do spraw rybołówstwa, na wniosek inwestora, powoła zespół do spraw określenia wartości odszkodowania, o którym mowa w ust. 1 w odniesieniu do konkretnej inwestycji. Zespół składać się powinien z przedstawicieli inwestora, przedstawicieli organizacji rybackich skupiających armatorów operujących na wskazanym terenie, przedstawiciela ministra odpowiedzialnego za ochronę środowiska, przedstawiciela ministra właściwego do spraw rybołówstwa.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
222.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust.	Arka sc – Ust-44	Skoro to Minister właściwy do spraw rybołówstwa ma określić, w drodze	Po tym punkcie	Uwaga bezprzedmiotowa.

	7 i 8 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		rozporządzenia zarówno szczegółowy sposób szacowania korzyści majątkowych armatora statku rybackiego utraconych w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, sposób szacowania wartości odszkodowania, o którym mowa w ust. 1 oraz warunki jego przyznawania oraz wzór wniosku, o którym mowa w ust. 2, i rodzaj dołączanej do niego dokumentacji- mając na względzie zrównoważoną eksploatację polskich obszarów morskich oraz wielkość obszaru morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, a także wielkość przychodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na tym obszarze, to powinien mieć również możliwość weryfikacji tych wniosków i jednoznacznego określania wysokości odszkodowania	Art. 1. pkt. 27) po art. 84 dodaje się art. 84a i 84b w brzmieniu Art. 84b 8. Minister właściwy do spraw rybołówstwa, na wniosek inwestora, powoła zespół do spraw określenia wartości odszkodowania, o którym mowa w ust. 1 w odniesieniu do konkretnej inwestycji. Zespół składać się powinien z przedstawicieli inwestora, przedstawicieli organizacji rybackich skupiających armatorów operujących na wskazanym terenie, przedstawiciela ministra odpowiedzialnego za ochronę środowiska, przedstawiciela ministra właściwego do spraw rybołówstwa.	Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
223.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 7 i 8 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Kuter Rybacki Ust-94	Skoro to Minister właściwy do spraw rybołówstwa ma określić, w drodze rozporządzenia zarówno szczegółowy sposób szacowania korzyści majątkowych armatora statku rybackiego utraconych w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, sposób szacowania wartości odszkodowania, o którym mowa w ust. 1 oraz warunki jego przyznawania oraz wzór wniosku, o którym mowa w ust. 2, i rodzaj dołączanej do niego dokumentacji- mając na względzie zrównoważoną eksploatację polskich obszarów morskich oraz wielkość obszaru morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, a także wielkość przychodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na tym obszarze, to powinien mieć również	Po tym punkcie Art. 1. pkt. 27) po art. 84 dodaje się art. 84a i 84b w brzmieniu Art. 84b 8. Minister właściwy do spraw rybołówstwa, na wniosek inwestora, powoła zespół do spraw określenia wartości odszkodowania, o którym mowa w ust. 1 w odniesieniu do konkretnej inwestycji. Zespół składać się powinien z przedstawicieli inwestora, przedstawicieli organizacji rybackich skupiających armatorów operujących na wskazanym terenie, przedstawiciela ministra odpowiedzialnego za ochronę środowiska, przedstawiciela ministra właściwego do spraw rybołówstwa.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

			możliwość weryfikacji tych wniosków i jednoznacznego określania wysokości odszkodowania		
224.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 7 i 8 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Kuter rybacki UST-97	Skoro to Minister właściwy do spraw rybołówstwa ma określić, w drodze rozporządzenia zarówno szczegółowy sposób szacowania korzyści majątkowych armatora statku rybackiego utraconych w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, sposób szacowania wartości odszkodowania, o którym mowa w ust. 1 oraz warunki jego przyznawania oraz wzór wniosku, o którym mowa w ust. 2, i rodzaj dołączanej do niego dokumentacji- mając na względzie zrównoważoną eksploatację polskich obszarów morskich oraz wielkość obszaru morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, a także wielkość przychodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na tym obszarze, to powinien mieć również możliwość weryfikacji tych wniosków i jednoznacznego określania wysokości odszkodowania	Po tym punkcie Art. 1. pkt. 27) po art. 84 dodaje się art. 84a i 84b w brzmieniu Art. 84b 8. Minister właściwy do spraw rybołówstwa, na wniosek inwestora, powoła zespół do spraw określenia wartości odszkodowania, o którym mowa w ust. 1 w odniesieniu do konkretnej inwestycji. Zespół składać się powinien z przedstawicieli inwestora, przedstawicieli organizacji rybackich skupiających armatorów operujących na wskazanym terenie, przedstawiciela ministra odpowiedzialnego za ochronę środowiska, przedstawiciela ministra właściwego do spraw rybołówstwa.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
225.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 7 i 8 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Pomorska Organizacja Producentów – ARKA Sp. z o.o.	Skoro to Minister właściwy do spraw rybołówstwa ma określić, w drodze rozporządzenia zarówno szczegółowy sposób szacowania korzyści majątkowych armatora statku rybackiego utraconych w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, sposób szacowania wartości odszkodowania, o którym mowa w ust. 1 oraz warunki jego przyznawania oraz wzór wniosku, o którym mowa w ust. 2, i rodzaj dołączanej do niego dokumentacji- mając na względzie zrównoważoną eksploatację polskich obszarów morskich oraz wielkość obszaru morskiej farmy wiatrowej i zespołu	Po tym punkcie Art. 1. pkt. 27) po art. 84 dodaje się art. 84a i 84b w brzmieniu Art. 84b 8. Minister właściwy do spraw rybołówstwa, na wniosek inwestora, powoła zespół do spraw określenia wartości odszkodowania, o którym mowa w ust. 1 w odniesieniu do konkretnej inwestycji. Zespół składać się powinien z przedstawicieli inwestora, przedstawicieli organizacji rybackich skupiających armatorów operujących na wskazanym terenie, przedstawiciela ministra odpowiedzialnego za ochronę	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

			urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, a także wielkość przychodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na tym obszarze, to powinien mieć również możliwość weryfikacji tych wniosków i jednoznacznego określania wysokości odszkodowania	środowiska, przedstawiciela ministra właściwego do spraw rybołówstwa.	
226.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 7 i 8 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Zrzeszenie Rybaków Morskich- Organizacja Producentów	Skoro to Minister właściwy do spraw rybołówstwa ma określić, w drodze rozporządzenia zarówno szczegółowy sposób szacowania korzyści majątkowych armatora statku rybackiego utraconych w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, sposób szacowania wartości odszkodowania, o którym mowa w ust. 1 oraz warunki jego przyznawania oraz wzór wniosku, o którym mowa w ust. 2, i rodzaj dołączanej do niego dokumentacji- mając na względzie zrównoważoną eksploatację polskich obszarów morskich oraz wielkość obszaru morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, a także wielkość przychodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na tym obszarze, to powinien mieć również możliwość weryfikacji tych wniosków i jednoznacznego określania wysokości odszkodowania	Po tym punkcie Art. 1. pkt. 27) po art. 84 dodaje się art. 84a i 84b w brzmieniu Art. 84b 8. Minister właściwy do spraw rybołówstwa, na wniosek inwestora, powoła zespół do spraw określenia wartości odszkodowania, o którym mowa w ust. 1 w odniesieniu do konkretnej inwestycji. Zespół składać się powinien z przedstawicieli inwestora, przedstawicieli organizacji rybackich skupiających armatorów operujących na wskazanym terenie, przedstawiciela ministra odpowiedzialnego za ochronę środowiska, przedstawiciela ministra właściwego do spraw rybołówstwa.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
227.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 7 i 8 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich	Organizacja Producentów Ryb „Bałtyk”	Skoro to Minister właściwy do spraw rybołówstwa ma określić, w drodze rozporządzenia zarówno szczegółowy sposób szacowania korzyści majątkowych armatora statku rybackiego utraconych w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, sposób szacowania wartości odszkodowania, o którym mowa w ust. 1 oraz warunki jego przyznawania oraz wzór	Po tym punkcie Art. 1. pkt. 27) po art. 84 dodaje się art. 84a i 84b w brzmieniu Art. 84b 8. Minister właściwy do spraw rybołówstwa, na wniosek inwestora, powoła zespół do spraw określenia wartości odszkodowania, o którym mowa w ust. 1 w odniesieniu do konkretnej inwestycji. Zespół składać się powinien z przedstawicieli inwestora,	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

	farmach wiatrowych		wniosku, o którym mowa w ust. 2, i rodzaj dołączanej do niego dokumentacji- mając na względzie zrównoważoną eksploatację polskich obszarów morskich oraz wielkość obszaru morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, a także wielkość przychodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na tym obszarze, to powinien mieć również możliwość weryfikacji tych wniosków i jednoznacznego określania wysokości odszkodowania	przedstawicieli organizacji rybackich skupiających armatorów operujących na wskazanym terenie, przedstawiciela ministra odpowiedzialnego za ochronę środowiska, przedstawiciela ministra właściwego do spraw rybołówstwa.	
228.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 7 i 8 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Krajowa Izba Producentów Ryb	Skoro to Minister właściwy do spraw rybołówstwa ma określić, w drodze rozporządzenia zarówno szczegółowy sposób szacowania korzyści majątkowych armatora statku rybackiego utraconych w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, sposób szacowania wartości odszkodowania, o którym mowa w ust. 1 oraz warunki jego przyznawania oraz wzór wniosku, o którym mowa w ust. 2, i rodzaj dołączanej do niego dokumentacji- mając na względzie zrównoważoną eksploatację polskich obszarów morskich oraz wielkość obszaru morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, a także wielkość przychodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na tym obszarze, to powinien mieć również możliwość weryfikacji tych wniosków i jednoznacznego określania wysokości odszkodowania	Po tym punkcie Art. 1. pkt. 27) po art. 84 dodaje się art. 84a i 84b w brzmieniu Art. 84b 8. Minister właściwy do spraw rybołówstwa, na wniosek inwestora, powoła zespół do spraw określenia wartości odszkodowania, o którym mowa w ust. 1 w odniesieniu do konkretnej inwestycji. Zespół składać się powinien z przedstawicieli inwestora, przedstawicieli organizacji rybackich skupiających armatorów operujących na wskazanym terenie, przedstawiciela ministra odpowiedzialnego za ochronę środowiska, przedstawiciela ministra właściwego do spraw rybołówstwa.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
229.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 7 i 8 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu	Armatorzy kutra rybackiego DAR-119 i DAR 10	Skoro to Minister właściwy do spraw rybołówstwa ma określić, w drodze rozporządzenia zarówno szczegółowy sposób szacowania korzyści majątkowych armatora statku rybackiego utraconych w związku z budową, eksploatacją i likwidacją	Po tym punkcie Art. 1. pkt. 27) po art. 84 dodaje się art. 84a i 84b w brzmieniu Art. 84b 8. Minister właściwy do spraw rybołówstwa, na wniosek inwestora,	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach.

	wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, sposób szacowania wartości odszkodowania, o którym mowa w ust. 1 oraz warunki jego przyznawania oraz wzór wniosku, o którym mowa w ust. 2, i rodzaj dołączanej do niego dokumentacji- mając na względzie zrównoważoną eksploatację polskich obszarów morskich oraz wielkość obszaru morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, a także wielkość przychodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na tym obszarze, to powinien mieć również możliwość weryfikacji tych wniosków i jednoznacznego określania wysokości odszkodowania	powoła zespół do spraw określenia wartości odszkodowania, o którym mowa w ust. 1 w odniesieniu do konkretnej inwestycji. Zespół składać się powinien z przedstawicieli inwestora, przedstawicieli organizacji rybackich skupiających armatorów operujących na wskazanym terenie, przedstawiciela ministra odpowiedzialnego za ochronę środowiska, przedstawiciela ministra właściwego do spraw rybołówstwa.	Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
230.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 7 i 8 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Armator UST-103	Skoro to Minister właściwy do spraw rybołówstwa ma określić, w drodze rozporządzenia zarówno szczegółowy sposób szacowania korzyści majątkowych armatora statku rybackiego utraconych w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, sposób szacowania wartości odszkodowania, o którym mowa w ust. 1 oraz warunki jego przyznawania oraz wzór wniosku, o którym mowa w ust. 2, i rodzaj dołączanej do niego dokumentacji- mając na względzie zrównoważoną eksploatację polskich obszarów morskich oraz wielkość obszaru morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, a także wielkość przychodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na tym obszarze, to powinien mieć również możliwość weryfikacji tych wniosków i jednoznacznego określania wysokości odszkodowania	Po tym punkcie Art. 1. pkt. 27) po art. 84 dodaje się art. 84a i 84b w brzmieniu Art. 84b 8. Minister właściwy do spraw rybołówstwa, na wniosek inwestora, powoła zespół do spraw określenia wartości odszkodowania, o którym mowa w ust. 1 w odniesieniu do konkretnej inwestycji. Zespół składać się powinien z przedstawicieli inwestora, przedstawicieli organizacji rybackich skupiających armatorów operujących na wskazanym terenie, przedstawiciela ministra odpowiedzialnego za ochronę środowiska, przedstawiciela ministra właściwego do spraw rybołówstwa.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

231.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 7 i 8 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Łódź rybacka UST-3	Skoro to Minister właściwy do spraw rybołówstwa ma określić, w drodze rozporządzenia zarówno szczegółowy sposób szacowania korzyści majątkowych armatora statku rybackiego utraconych w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, sposób szacowania wartości odszkodowania, o którym mowa w ust. 1 oraz warunki jego przyznawania oraz wzór wniosku, o którym mowa w ust. 2, i rodzaj dołączanej do niego dokumentacji- mając na względzie zrównoważoną eksploatację polskich obszarów morskich oraz wielkość obszaru morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, a także wielkość przychodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na tym obszarze, to powinien mieć również możliwość weryfikacji tych wniosków i jednoznacznego określania wysokości odszkodowania	Po tym punkcie Art. 1. pkt. 27) po art. 84 dodaje się art. 84a i 84b w brzmieniu Art. 84b 8. Minister właściwy do spraw rybołówstwa, na wniosek inwestora, powoła zespół do spraw określenia wartości odszkodowania, o którym mowa w ust. 1 w odniesieniu do konkretnej inwestycji. Zespół składać się powinien z przedstawicieli inwestora, przedstawicieli organizacji rybackich skupiających armatorów operujących na wskazanym terenie, przedstawiciela ministra odpowiedzialnego za ochronę środowiska, przedstawiciela ministra właściwego do spraw rybołówstwa.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
232.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 7 i 8 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Kuter rybacki UST-31	Skoro to Minister właściwy do spraw rybołówstwa ma określić, w drodze rozporządzenia zarówno szczegółowy sposób szacowania korzyści majątkowych armatora statku rybackiego utraconych w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, sposób szacowania wartości odszkodowania, o którym mowa w ust. 1 oraz warunki jego przyznawania oraz wzór wniosku, o którym mowa w ust. 2, i rodzaj dołączanej do niego dokumentacji- mając na względzie zrównoważoną eksploatację polskich obszarów morskich oraz wielkość obszaru morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, a także wielkość przychodów uzyskiwanych z wykonywania	Po tym punkcie Art. 1. pkt. 27) po art. 84 dodaje się art. 84a i 84b w brzmieniu Art. 84b 8. Minister właściwy do spraw rybołówstwa, na wniosek inwestora, powoła zespół do spraw określenia wartości odszkodowania, o którym mowa w ust. 1 w odniesieniu do konkretnej inwestycji. Zespół składać się powinien z przedstawicieli inwestora, przedstawicieli organizacji rybackich skupiających armatorów operujących na wskazanym terenie, przedstawiciela ministra odpowiedzialnego za ochronę środowiska, przedstawiciela ministra właściwego do spraw rybołówstwa.	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

			rybołówstwa komercyjnego na tym obszarze, to powinien mieć również możliwość weryfikacji tych wniosków i jednoznacznego określania wysokości odszkodowania		
233.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 7 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PSEW	Konieczne jest uregulowanie obowiązku uzgadniania ministra właściwego do spraw rybołówstwa z ministrem właściwym do spraw klimatu oraz ministrem właściwym do spraw aktywów państwowych treści rozporządzenia określającego sposób wyliczenia odszkodowań dla armatorów. Proponowana delegacja do wydania rozporządzenia wymaga doprecyzowania, w taki sposób, aby uwzględniać rzeczywisty wpływ inwestycji na możliwości prowadzenia działalności połowowej. Ujęcie wzoru wniosku oraz katalogu wymaganych dokumentów w rozporządzeniu jest zasadne i pozwoli na ujednolicenie procedury. Warto jednak doprecyzować, że chodzi o dokumentację potwierdzającą prowadzenie działalności rybackiej oraz poniesione straty. Rozporządzenie musi określać zasady uwzględniania rzeczywistego wpływu farm wiatrowych na działalność rybacką, aby uniknąć nadużyć poprzez wskazanie, że przy szacowaniu strat należy brać pod uwagę zarówno ekonomiczne konsekwencje dla rybaków, jak i zrównoważony rozwój polskich obszarów morskich.	Proponujemy następujące brzmienie art. 84b ust. 7: „Art.84.b. 7. Minister właściwy do spraw rybołówstwa w uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw klimatu oraz ministrem właściwym do spraw aktywów państwowych określi, w drodze rozporządzenia: 1) szczegółowy sposób szacowania poniesionych przez armatora statku rybackiego strat w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, z uwzględnieniem rzeczywistego wpływu tych inwestycji na możliwość prowadzenia działalności połowowej; 2) sposób określania wartości odszkodowania, o którym mowa w ust. 1, oraz szczegółowe warunki jego przyznawania, z uwzględnieniem wielkości strat ekonomicznych, dodatkowych kosztów działalności oraz rzeczywistego ograniczenia dostępu do łowisk; 3) wzór wniosku, o którym mowa w ust. 2, oraz rodzaj wymaganych do wniosku dokumentów potwierdzających prowadzenie aktywnej działalności połowowej oraz strat majątkowych – mając na względzie zasadę zrównoważonej eksploatacji polskich obszarów morskich, specyfikę działalności rybackiej oraz wpływ morskiej farmy	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

				wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy na wykonywanie rybołówstwa, a także wielkość przychodów uzyskiwanych z wykonywania rybołówstwa komercyjnego na tym obszarze	
234.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 7 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PGE S.A.	Konieczne jest uregulowanie obowiązku uzgadniania treści rozporządzenia określającego sposób wyliczenia odszkodowań dla armatorów przez ministra właściwego do spraw rybołówstwa z ministrem właściwym do spraw klimatu oraz ministrem właściwym do spraw aktywów państwowych.	W dodawanym art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych wprowadzenie do wyliczenia w ust. 7 otrzymuje brzmienie: <i>„Minister właściwy do spraw rybołówstwa w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw klimatu oraz ministrem właściwym do spraw aktywów państwowych określi, w drodze rozporządzenia:”</i>	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
235.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 8 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Postulujemy dodanie ust. 8 i uregulowanie sytuacji armatorów zaangażowanych w proces budowy, eksploatacji lub likwidacji MFW, albowiem w przypadku takich armatorów wytwórca podjął starania mające na celu minimalizację negatywnych skutków związanych z utratą źródła utrzymania armatora.	W dodawanym art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych dodaje się ust. 8 w brzmieniu: <i>„8. Odszkodowanie, o którym mowa w ust. 1 lub ust. 5, nie przysługuje armatorom statków rybackich, którzy zaangażowani są w proces budowy, eksploatacji lub likwidacji morskiej farmy wiatrowej.”</i>	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
236.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 8 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	PGE S.A.	Postulujemy dodanie ust. 8 i uregulowanie sytuacji armatorów zaangażowanych w proces budowy, eksploatacji lub likwidacji MFW, albowiem w przypadku takich armatorów wytwórca podjął starania mające na celu minimalizację negatywnych skutków związanych z utratą źródła utrzymania armatora.	W dodawanym art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych dodaje się ust. 8 w brzmieniu: <i>„8. Odszkodowanie, o którym mowa w ust. 1 lub ust. 5, nie przysługuje armatorom statków rybackich, którzy zaangażowani są w proces budowy, eksploatacji lub likwidacji morskiej farmy wiatrowej.”</i>	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
237.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust.	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Postulujemy dodanie ust. 9 i wyłączenie uprawnienia do żądania odszkodowania	W dodawanym art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu	Uwaga bezprzedmiotowa.

	9 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych		przez armatorów wykonujących rybołówstwo komercyjne na obszarze MFW, o której mowa w art. 3 pkt 3 uMEW na podstawie rozporządzenia wydanego przez ministra właściwego do spraw rybołówstwa w oparciu o art. 10a ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim.	wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych dodaje się ust. 9 w brzmieniu: <i>„9. Odszkodowanie, o którym mowa w ust. 1, nie przysługuje w przypadku wykonywania rybołówstwa komercyjnego na obszarze morskiej farmy wiatrowej, o której mowa w art. 3 pkt 3 na podstawie rozporządzenia wydanego przez ministra właściwego do spraw rybołówstwa w oparciu o art. 10a ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim.”.</i>	Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
238.	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 9	PGE S.A.	Postulujemy dodanie ust. 9 i wyłączenie uprawnienia do żądania odszkodowania przez armatorów wykonujących rybołówstwo komercyjne na obszarze MFW, o której mowa w art. 3 pkt 3 uMEW na podstawie rozporządzenia wydanego przez ministra właściwego do spraw rybołówstwa w oparciu o art. 10a ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim.	W dodawanym art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych dodaje się ust. 9 w brzmieniu: <i>„9. Odszkodowanie, o którym mowa w ust. 1, nie przysługuje w przypadku wykonywania rybołówstwa komercyjnego na obszarze morskiej farmy wiatrowej, o której mowa w art. 3 pkt 3 na podstawie rozporządzenia wydanego przez ministra właściwego do spraw rybołówstwa w oparciu o art. 10a ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim.”.</i>	Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
239.	Art. 1a – dot. art. 7 ust. 1 i 3 ustawy z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym	Miasto Bydgoszcz	Uwzględnić zaopatrzenie w energię elektryczną na potrzeby własne jako zadanie własne gminy.	Art. 6 usg stanowi, że "do zakresu działania gminy należą wszystkie sprawy publiczne o znaczeniu lokalnym, niezastrzeżone ustawami na rzecz innych podmiotów". Art. 7 ust. 1 usg stanowi zaś, że zaspokajanie zbiorowych potrzeb wspólnoty należy do zadań własnych gminy. Zadania własne, oprócz innych spraw wskazanych przykładowo w ustawie, obejmują także "zaopatrzenie w energię elektryczną i ciepłą oraz gaz" (art. 7 ust. 1 pkt 3 usg). Na to, które zadania własne gminy mają charakter obowiązkowy, wskazuje art. 7 ust. 2 usg. Umieszczenie w art. 18 ust. 1 pe zaopatrzenia w energię elektryczną,	Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu.

				ciepło oraz gaz należy zatem traktować jako zakwalifikowanie przez ustawodawcę tego zadania do kategorii zadań własnych gminy w rozumieniu art. 1 ust. 2 usg o charakterze obowiązkowym. Oznacza to, że obowiązek wykonywania tych zadań ciąży na wszystkich gminach w Polsce będących jednostkami samorządu terytorialnego w rozumieniu art. 1 ust. 2 usg. Regulacja art. 18 pe stanowi rozwinięcie w stosunku do regulacji art. 7 ust. 1 pkt 3 usg. Po porównaniu treści obydwu przepisów nieuzasadniony jest wniosek o celowym powtórzeniu zakresu zadań przez ustawodawcę. Przeciwno istnieniu takiej konstrukcji można sformułować argumenty dotyczące różnic zarówno co do treści, jak i co do funkcji obydwu przepisów. Treść art. 18 pe nie stanowi wiernego odwzorowania treści art. 7 ust. 1 pkt 3 usg. Przepisy art. 7 ust. 1 pkt 3 usg i art. 18 pe mają także różne funkcje. Przepis art. 7 ust. 1 pkt 3 usg jest jednym z przepisów, które umożliwiają identyfikację (ogólnego) zakresu działania gminy poprzez przykładowe wskazanie dziedzin składających się na sprawy publiczne o znaczeniu lokalnym. Sformułowanie tego przepisu ma charakter otwarty. Z kolei art. 18 ust. 1 pe służy do określenia szczegółowego zakresu działania gminy w dziedzinie zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło oraz gaz. Szczegółowe określenie takiego zakresu działania następuje poprzez normy o charakterze zadaniowym wynikające z art. 18 ust. 1 pe. Zgodnie z tym przepisem w ramach spraw zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło oraz gaz zostały bowiem wyodrębnione cztery grupy szczegółowych zadań gminy:	

				1) planowanie i organizacja zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze gminy; 2) planowanie oświetlenia na terenie gminy; 3) finansowanie oświetlenia na terenie gminy; 4) planowanie i organizacja działań mających na celu racjonalizację zużycia energii i promocję rozwiązań zmniejszających zużycie energii na obszarze gminy. Kategoryczne (zamknięte) sformułowanie treści tego przepisu powoduje, że w ramach zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło oraz gaz w świetle regulacji p e te cztery szczegółowe zadania w pełni wyczerpują w dziedzinie energetyki zakres zadań własnych gminy o charakterze obligatoryjnym. Z treści art. 7 ust. 2 wynika bowiem, że wyłącznie ustawy określają, które zadania gminy mają charakter obowiązkowy. Należy przy tym wskazać, że należałoby w tym zakresie znacząco doprecyzować przepis zarówno art. 18 ust. 1 p e, jak i powiązany z nim w tym zakresie art. 7 ust. 1 pkt 3 u s g. Zwiększenie kompetencji gminy jako samorządu w zakresie zaopatrywania, czy pokrywania zapotrzebowania „własnych” podmiotów na energię elektryczną mogłoby przyczynić się do znaczącego zwiększenia efektywności podejmowanych działań w tym zakresie. Powyższa zmiana wydaje się również konieczna z uwagi na proponowane poniżej zmiany w ustawie Prawo zamówień publicznych.	
240.	Art. 2 pkt 3 – dot. art. 24b ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o	Krajowa Izba Producentów Ryb	Zgodnie z Konwencją o prawie morza Montego Bay 1982 (dalej: KPM’82) odległość bezpieczna wynosi 150 metrów i nie ma potrzeby zwiększania stref	Art. 2. W ustawie z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz.U. z	Uwaga nieuwzględniona Konwencja Narodów Zjednoczonych o prawie morza wskazuje, że strefy

	obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej		bezpieczeństwa wokół konstrukcji ani ingerencji w inne dziedziny przemysłu więcej niż to jest niezbędne.	2024 r. poz. 1125) wprowadza się następujące zmiany: 3) po art. 24a dodaje się art. 24b w brzmieniu: „Art. 24b 2. W przypadku, o którym mowa w ust. 1 strefy bezpieczeństwa sięgają nie dalej niż 150 m.	bezpieczeństwa wytyczane są w taki sposób, aby były one rozsądnie dostosowane do rodzaju i przeznaczenia sztucznych wysp, instalacji i konstrukcji i aby nie przekraczały wokół nich odległości 500 metrów mierzonych od każdego punktu ich zewnętrznych krańców, z wyjątkami dopuszczanych przez powszechnie przyjęte standardy międzynarodowe lub zalecenia właściwych organizacji międzynarodowych. Długość łopat morskich turbin wiatrowych jakie będą instalowane w polskich obszarach morskich przekracza 100 m, dlatego minimalny zasięg stref bezpieczeństwa wynoszący 150 m nie jest przesadzony, a sprawia, że wykonywanie żeglugi będzie bezpieczniejsze.
241.	Art. 2 pkt 3 – dot. art. 24b ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	Pomorska Organizacja Producentów – ARKA Sp. z o.o.	Zgodnie z Konwencją o prawie morza Montego Bay 1982 (dalej: KPM'82) odległość bezpieczna wynosi 150 metrów i nie ma potrzeby zwiększania stref bezpieczeństwa wokół konstrukcji ani ingerencji w inne dziedziny przemysłu więcej niż to jest niezbędne.	Art. 2. W ustawie z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz.U. z 2024 r. poz. 1125) wprowadza się następujące zmiany: 3) po art. 24a dodaje się art. 24b w brzmieniu: „Art. 24b 2. W przypadku, o którym mowa w ust. 1 strefy bezpieczeństwa sięgają nie dalej niż 150 m.	Uwaga nieuwzględniona Konwencja Narodów Zjednoczonych o prawie morza wskazuje, że strefy bezpieczeństwa wytyczane są w taki sposób, aby były one rozsądnie dostosowane do rodzaju i przeznaczenia sztucznych wysp, instalacji i konstrukcji i aby nie przekraczały wokół nich odległości 500 metrów mierzonych od każdego punktu ich zewnętrznych krańców, z wyjątkami dopuszczanych przez powszechnie przyjęte standardy międzynarodowe lub zalecenia właściwych organizacji międzynarodowych.

					Długość łopat morskich turbin wiatrowych jakie będą instalowane w polskich obszarach morskich przekracza 100 m, dlatego minimalny zasięg stref bezpieczeństwa wynoszący 150 m nie jest przesadzony, a sprawia, że wykonywanie żeglugi będzie bezpieczniejsze.
242.	Art. 2 pkt 3 – dot. art. 24b ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	Łódź rybacka UST-3	Zgodnie z Konwencją o prawie morza Montego Bay 1982 (dalej: KPM'82) odległość bezpieczna wynosi 150 metrów i nie ma potrzeby zwiększania stref bezpieczeństwa wokół konstrukcji ani ingerencji w inne dziedziny przemysłu więcej niż to jest niezbędne.	Art. 2. W ustawie z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz.U. z 2024 r. poz. 1125) wprowadza się następujące zmiany: 3) po art. 24a dodaje się art. 24b w brzmieniu: „Art. 24b 2. W przypadku, o którym mowa w ust. 1 strefy bezpieczeństwa sięgają nie dalej niż 150 m.	Uwaga nieuwzględniona Konwencja Narodów Zjednoczonych o prawie morza wskazuje, że strefy bezpieczeństwa wytyczane są w taki sposób, aby były one rozsądnie dostosowane do rodzaju i przeznaczenia sztucznych wysp, instalacji i konstrukcji i aby nie przekraczały wokół nich odległości 500 metrów mierzonych od każdego punktu ich zewnętrznych krańców, z wyjątkami dopuszczanych przez powszechnie przyjęte standardy międzynarodowe lub zalecenia właściwych organizacji międzynarodowych. Długość łopat morskich turbin wiatrowych jakie będą instalowane w polskich obszarach morskich przekracza 100 m, dlatego minimalny zasięg stref bezpieczeństwa wynoszący 150 m nie jest przesadzony, a sprawia, że wykonywanie żeglugi będzie bezpieczniejsze.
243.	Art. 2 pkt 3 – dot. art. 24b ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach	Armatorzy kutra rybackiego DAR-119 i DAR 10	Zgodnie z Konwencją o prawie morza Montego Bay 1982 (dalej: KPM'82) odległość bezpieczna wynosi 150 metrów i nie ma potrzeby zwiększania stref bezpieczeństwa wokół konstrukcji ani	Art. 2. W ustawie z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz.U. z 2024 r. poz. 1125) wprowadza się następujące zmiany:	Uwaga nieuwzględniona Konwencja Narodów Zjednoczonych o prawie morza wskazuje, że strefy bezpieczeństwa wytyczane są w taki

	morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej		ingerencji w inne dziedziny przemysłu więcej niż to jest niezbędne.	3) po art. 24a dodaje się art. 24b w brzmieniu: „Art. 24b 2. W przypadku, o którym mowa w ust. 1 strefy bezpieczeństwa sięgają nie dalej niż 150 m.	sposób, aby były one rozsądnie dostosowane do rodzaju i przeznaczenia sztucznych wysp, instalacji i konstrukcji i aby nie przekraczały wokół nich odległości 500 metrów mierzonych od każdego punktu ich zewnętrznych krańców, z wyjątkami dopuszczanych przez powszechnie przyjęte standardy międzynarodowe lub zalecenia właściwych organizacji międzynarodowych. Długość łopat morskich turbin wiatrowych jakie będą instalowane w polskich obszarach morskich przekracza 100 m, dlatego minimalny zasięg stref bezpieczeństwa wynoszący 150 m nie jest przesadzony, a sprawia, że wykonywanie żeglugi będzie bezpieczniejsze.
244.	Art. 2 pkt 3 – dot. art. 24b ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	Arka sc – Ust-44	Zgodnie z Konwencją o prawie morza Montego Bay 1982 (dalej: KPM'82) odległość bezpieczna wynosi 150 metrów i nie ma potrzeby zwiększania stref bezpieczeństwa wokół konstrukcji ani ingerencji w inne dziedziny przemysłu więcej niż to jest niezbędne.	Art. 2. W ustawie z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz.U. z 2024 r. poz. 1125) wprowadza się następujące zmiany: 3) po art. 24a dodaje się art. 24b w brzmieniu: „Art. 24b 2. W przypadku, o którym mowa w ust. 1 strefy bezpieczeństwa sięgają nie dalej niż 150 m.	Uwaga nieuwzględniona Konwencja Narodów Zjednoczonych o prawie morza wskazuje, że strefy bezpieczeństwa wytyczane są w taki sposób, aby były one rozsądnie dostosowane do rodzaju i przeznaczenia sztucznych wysp, instalacji i konstrukcji i aby nie przekraczały wokół nich odległości 500 metrów mierzonych od każdego punktu ich zewnętrznych krańców, z wyjątkami dopuszczanych przez powszechnie przyjęte standardy międzynarodowe lub zalecenia właściwych organizacji międzynarodowych. Długość łopat morskich turbin wiatrowych jakie będą instalowane w polskich obszarach morskich

					przekracza 100 m, dlatego minimalny zasięg stref bezpieczeństwa wynoszący 150 m nie jest przesadzony, a sprawia, że wykonywanie żeglugi będzie bezpieczniejsze.
245.	Art. 2 pkt 3 – dot. art. 24b ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	Kuter Rybacki Ust-94	Zgodnie z Konwencją o prawie morza Montego Bay 1982 (dalej: KPM'82) odległość bezpieczna wynosi 150 metrów i nie ma potrzeby zwiększania stref bezpieczeństwa wokół konstrukcji ani ingerencji w inne dziedziny przemysłu więcej niż to jest niezbędne.	Art. 2. W ustawie z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz.U. z 2024 r. poz. 1125) wprowadza się następujące zmiany: 3) po art. 24a dodaje się art. 24b w brzmieniu: „Art. 24b 2. W przypadku, o którym mowa w ust. 1 strefy bezpieczeństwa sięgają nie dalej niż 150 m.	Uwaga nieuwzględniona Konwencja Narodów Zjednoczonych o prawie morza wskazuje, że strefy bezpieczeństwa wytyczane są w taki sposób, aby były one rozsądnie dostosowane do rodzaju i przeznaczenia sztucznych wysp, instalacji i konstrukcji i aby nie przekraczały wokół nich odległości 500 metrów mierzonych od każdego punktu ich zewnętrznych krańców, z wyjątkami dopuszczanych przez powszechnie przyjęte standardy międzynarodowe lub zalecenia właściwych organizacji międzynarodowych. Długość łopat morskich turbin wiatrowych jakie będą instalowane w polskich obszarach morskich przekracza 100 m, dlatego minimalny zasięg stref bezpieczeństwa wynoszący 150 m nie jest przesadzony, a sprawia, że wykonywanie żeglugi będzie bezpieczniejsze.
246.	Art. 2 pkt 3 – dot. art. 24b ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	Łódź Rybacka UST-54	Zgodnie z Konwencją o prawie morza Montego Bay 1982 (dalej: KPM'82) odległość bezpieczna wynosi 150 metrów i nie ma potrzeby zwiększania stref bezpieczeństwa wokół konstrukcji ani ingerencji w inne dziedziny przemysłu więcej niż to jest niezbędne.	Art. 2. W ustawie z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz.U. z 2024 r. poz. 1125) wprowadza się następujące zmiany: 3) po art. 24a dodaje się art. 24b w brzmieniu: „Art. 24b	Uwaga nieuwzględniona Konwencja Narodów Zjednoczonych o prawie morza wskazuje, że strefy bezpieczeństwa wytyczane są w taki sposób, aby były one rozsądnie dostosowane do rodzaju i przeznaczenia sztucznych wysp, instalacji i konstrukcji i aby nie przekraczały wokół nich odległości

				2. W przypadku, o którym mowa w ust. 1 strefy bezpieczeństwa sięgają nie dalej niż 150 m.	500 metrów mierzonych od każdego punktu ich zewnętrznych krańców, z wyjątkami dopuszczanych przez powszechnie przyjęte standardy międzynarodowe lub zalecenia właściwych organizacji międzynarodowych. Długość łopat morskich turbin wiatrowych jakie będą instalowane w polskich obszarach morskich przekracza 100 m, dlatego minimalny zasięg stref bezpieczeństwa wynoszący 150 m nie jest przesadzony, a sprawia, że wykonywanie żeglugi będzie bezpieczniejsze.
247.	Art. 2 pkt 3 – dot. art. 24b ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	Kuter rybacki UST-97	Zgodnie z Konwencją o prawie morza Montego Bay 1982 (dalej: KPM'82) odległość bezpieczna wynosi 150 metrów i nie ma potrzeby zwiększania stref bezpieczeństwa wokół konstrukcji ani ingerencji w inne dziedziny przemysłu więcej niż to jest niezbędne.	Art. 2. W ustawie z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz.U. z 2024 r. poz. 1125) wprowadza się następujące zmiany: 3) po art. 24a dodaje się art. 24b w brzmieniu: 2. W przypadku, o którym mowa w ust. 1 strefy bezpieczeństwa sięgają nie dalej niż 150 m.	Uwaga nieuwzględniona Konwencja Narodów Zjednoczonych o prawie morza wskazuje, że strefy bezpieczeństwa wytyczane są w taki sposób, aby były one rozsądnie dostosowane do rodzaju i przeznaczenia sztucznych wysp, instalacji i konstrukcji i aby nie przekraczały wokół nich odległości 500 metrów mierzonych od każdego punktu ich zewnętrznych krańców, z wyjątkami dopuszczanych przez powszechnie przyjęte standardy międzynarodowe lub zalecenia właściwych organizacji międzynarodowych. Długość łopat morskich turbin wiatrowych jakie będą instalowane w polskich obszarach morskich przekracza 100 m, dlatego minimalny zasięg stref bezpieczeństwa wynoszący 150 m nie jest przesadzony, a sprawia, że

					wykonywanie żeglugi będzie bezpieczniejsze.
248.	Art. 2 pkt 3 – dot. art. 24b ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	Kuter rybacki UST-31	Zgodnie z Konwencją o prawie morza Montego Bay 1982 (dalej: KPM'82) odległość bezpieczna wynosi 150 metrów i nie ma potrzeby zwiększania stref bezpieczeństwa wokół konstrukcji ani ingerencji w inne dziedziny przemysłu więcej niż to jest niezbędne.	Art. 2. W ustawie z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz.U. z 2024 r. poz. 1125) wprowadza się następujące zmiany: 3) po art. 24a dodaje się art. 24b w brzmieniu: „Art. 24b 2. W przypadku, o którym mowa w ust. 1 strefy bezpieczeństwa sięgają nie dalej niż 150 m.	Uwaga nieuwzględniona Konwencja Narodów Zjednoczonych o prawie morza wskazuje, że strefy bezpieczeństwa wytyczane są w taki sposób, aby były one rozsądnie dostosowane do rodzaju i przeznaczenia sztucznych wysp, instalacji i konstrukcji i aby nie przekraczały wokół nich odległości 500 metrów mierzonych od każdego punktu ich zewnętrznych krańców, z wyjątkami dopuszczanych przez powszechnie przyjęte standardy międzynarodowe lub zalecenia właściwych organizacji międzynarodowych. Długość łopat morskich turbin wiatrowych jakie będą instalowane w polskich obszarach morskich przekracza 100 m, dlatego minimalny zasięg stref bezpieczeństwa wynoszący 150 m nie jest przesadzony, a sprawia, że wykonywanie żeglugi będzie bezpieczniejsze.
249.	Art. 2 pkt 3 – dot. art. 24b ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	Zrzeszenie Rybaków Morskich- Organizacja Producentów	Zgodnie z Konwencją o prawie morza Montego Bay 1982 (dalej: KPM'82) odległość bezpieczna wynosi 150 metrów i nie ma potrzeby zwiększania stref bezpieczeństwa wokół konstrukcji ani ingerencji w inne dziedziny przemysłu więcej niż to jest niezbędne.	Art. 2. W ustawie z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz.U. z 2024 r. poz. 1125) wprowadza się następujące zmiany: 3) po art. 24a dodaje się art. 24b w brzmieniu: „Art. 24b 2. W przypadku, o którym mowa w ust. 1 strefy bezpieczeństwa sięgają nie dalej niż 150 m.	Uwaga nieuwzględniona Konwencja Narodów Zjednoczonych o prawie morza wskazuje, że strefy bezpieczeństwa wytyczane są w taki sposób, aby były one rozsądnie dostosowane do rodzaju i przeznaczenia sztucznych wysp, instalacji i konstrukcji i aby nie przekraczały wokół nich odległości 500 metrów mierzonych od każdego punktu ich zewnętrznych krańców, z wyjątkami dopuszczanych przez powszechnie przyjęte standardy

					międzynarodowe lub zalecenia właściwych organizacji międzynarodowych. Długość łopat morskich turbin wiatrowych jakie będą instalowane w polskich obszarach morskich przekracza 100 m, dlatego minimalny zasięg stref bezpieczeństwa wynoszący 150 m nie jest przesadzony, a sprawia, że wykonywanie żeglugi będzie bezpieczniejsze.
250.	Art. 2 pkt 3 – dot. art. 24b ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	Organizacja Producentów Ryb „Bałtyk”	Zgodnie z Konwencją o prawie morza Montego Bay 1982 (dalej: KPM’82) odległość bezpieczna wynosi 150 metrów i nie ma potrzeby zwiększania stref bezpieczeństwa wokół konstrukcji ani ingerencji w inne dziedziny przemysłu więcej niż to jest niezbędne.	Art. 2. W ustawie z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz.U. z 2024 r. poz. 1125) wprowadza się następujące zmiany: 3) po art. 24a dodaje się art. 24b w brzmieniu: „Art. 24b 2. W przypadku, o którym mowa w ust. 1 strefy bezpieczeństwa sięgają nie dalej niż 150 m.	Uwaga nieuwzględniona Konwencja Narodów Zjednoczonych o prawie morza wskazuje, że strefy bezpieczeństwa wytyczane są w taki sposób, aby były one rozsądnie dostosowane do rodzaju i przeznaczenia sztucznych wysp, instalacji i konstrukcji i aby nie przekraczały wokół nich odległości 500 metrów mierzonych od każdego punktu ich zewnętrznych krańców, z wyjątkami dopuszczanych przez powszechnie przyjęte standardy międzynarodowe lub zalecenia właściwych organizacji międzynarodowych. Długość łopat morskich turbin wiatrowych jakie będą instalowane w polskich obszarach morskich przekracza 100 m, dlatego minimalny zasięg stref bezpieczeństwa wynoszący 150 m nie jest przesadzony, a sprawia, że wykonywanie żeglugi będzie bezpieczniejsze.
251.	Art. 2 pkt 3 – dot. art. 24b ustawy z dnia 21 marca	Armator UST-103	Zgodnie z Konwencją o prawie morza Montego Bay 1982 (dalej: KPM’82) odległość bezpieczna wynosi 150 metrów i	Art. 2. W ustawie z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz.U. z	Uwaga nieuwzględniona

	1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej		nie ma potrzeby zwiększania stref bezpieczeństwa wokół konstrukcji ani ingerencji w inne dziedziny przemysłu więcej niż to jest niezbędne.	2024 r. poz. 1125) wprowadza się następujące zmiany: 3) po art. 24a dodaje się art. 24b w brzmieniu: „Art. 24b 2. W przypadku, o którym mowa w ust. 1 strefy bezpieczeństwa sięgają nie dalej niż 150 m.	Konwencja Narodów Zjednoczonych o prawie morza wskazuje, że strefy bezpieczeństwa wytyczane są w taki sposób, aby były one rozsądnie dostosowane do rodzaju i przeznaczenia sztucznych wysp, instalacji i konstrukcji i aby nie przekraczały wokół nich odległości 500 metrów mierzonych od każdego punktu ich zewnętrznych krańców, z wyjątkami dopuszczanych przez powszechnie przyjęte standardy międzynarodowe lub zalecenia właściwych organizacji międzynarodowych. Długość łopat morskich turbin wiatrowych jakie będą instalowane w polskich obszarach morskich przekracza 100 m, dlatego minimalny zasięg stref bezpieczeństwa wynoszący 150 m nie jest przesadzony, a sprawia, że wykonywanie żeglugi będzie bezpieczniejsze.
252.	Art. 2 pkt 3 – dot. art. 24b ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	GK ORLEN	Stacja elektroenergetyczna zlokalizowana na morzu jest najbardziej wrażliwym elementem morskiej farmy wiatrowej. Potencjalne ataki sabotażu mogą być kierunkowane na poszczególne turbiny, jednak to atak na stację spowodowałby wyłączenie całej farmy, przynosząc tym samym znaczne szkody, co sprawia, że taki jest znacznie bardziej prawdopodobny. Biorąc to pod uwagę, stacja elektroenergetyczna powinna być chroniona w wyjątkowy sposób oraz poprzez różne środki. W ramach proponowanego nowego art. 24b, proponuje się przepis, zgodnie z którym strefy bezpieczeństwa wokół stacji	Proponuje się dodanie do art. 24b ust. 2a o brzmieniu: „2a. W przypadku stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu, strefa bezpieczeństwa sięga 500 m od każdego punktu jej zewnętrznej krawędzi, chyba że inny, większy zasięg strefy jest dozwolony przez powszechnie przyjęte standardy międzynarodowe lub zalecony przez właściwą organizację międzynarodową.”	Uwaga nieuwzględniona Dyrektor urzędu morskiego ustanawia strefy bezpieczeństwa w taki sposób, aby były one rozsądnie dostosowane do rodzaju i przeznaczenia danego obiektu oraz zapewniały zarówno ochronę tego obiektu jak i innych użytkowników morza.

			elektroenergetycznych miałyby zasięg 500 m.		
253.	Art. 2 pkt 3 – dot. art. 24b ust. 1 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	RWE Offshore Wind Poland	Zgodnie z propozycją przepisu, dyrektor urzędu morskiego ustanawia strefę bezpieczeństwa wokół każdej morskiej turbiny wiatrowej oraz stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu. Postulujemy, aby ustawodawca nałożył na dyrektora urzędu morskiego obowiązek uzgodnienia z wytwórcą MFW brzmienia zarządzenia przed jego wydaniem. Takie rozwiązanie ma na celu zapewnienie, że strefa bezpieczeństwa będzie adekwatna i skuteczna, uwzględniając specyfikę danej farmy wiatrowej. Uzgodnienie z wytwórcą przy ustanawianiu stref bezpieczeństwa wokół morskich farm wiatrowych jest uzasadnione faktem, że wytwórca, jako podmiot odpowiedzialny za MFW, posiada specjalistyczną wiedzę na temat specyfiki danej instalacji. Wiedza ta obejmuje parametry techniczne, lokalizację elementów, potencjalne zagrożenia i procedury bezpieczeństwa, co jest kluczowe dla właściwego wyznaczenia strefy. Tym samym wytwórca może wnieść cenne uwagi dotyczące bezpieczeństwa żeglugi w rejonie farmy. Uzgodnienie to służy również ochronie samej farmy wiatrowej, minimalizując ryzyko kolizji i nieuprawnionego dostępu. Postulujemy uzupełnienie brzmienia projektowanego art. 24b ust. 1.	„Art. 24b. 1. W przypadku morskiej farmy wiatrowej, o której mowa w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, dyrektor właściwego urzędu morskiego, <u>w uzgodnieniu z wytwórcą w rozumieniu art. 3 pkt 12 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych,</u> w drodze zarządzenia, ustanawia strefę bezpieczeństwa, o której mowa w art. 24, wokół każdej morskiej turbiny wiatrowej oraz stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu, o których mowa w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.”	Uwaga nieuwzględniona Wykonywanie ustawowych kompetencji dyrektora urzędu morskiego w zakresie bezpieczeństwa morskiego nie może być uzależnione od zgody prywatnego podmiotu reprezentującego odmienne interesy.
254.	Art. 2 pkt 3 – dot. art. 24b ust. 1 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o	PSEW	Zgodnie z propozycją projektu, dyrektor urzędu morskiego ustanawia strefę bezpieczeństwa wokół każdej morskiej turbiny wiatrowej oraz stacji	Art. 24b. 1. W przypadku morskiej farmy wiatrowej, o której mowa w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w	Uwaga nieuwzględniona Wykonywanie ustawowych kompetencji dyrektora urzędu

	obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej		elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu. Postulujemy, aby ustawodawca nałożył na dyrektora urzędu morskiego obowiązek uzgodnienia z wytwórcą MFW brzmienia zarządzenia przed jego wydaniem. Takie rozwiązanie ma na celu zapewnienie, że strefa bezpieczeństwa będzie adekwatna i skuteczna, uwzględniając specyfikę danej farmy wiatrowej. Uzgodnienie z wytwórcą przy ustanawianiu stref bezpieczeństwa wokół morskich farm wiatrowych jest uzasadnione faktem, że wytwórca, jako podmiot odpowiedzialny za MFW, posiada specjalistyczną wiedzę na temat specyfiki danej instalacji. Wiedza ta obejmuje parametry techniczne, lokalizację elementów, potencjalne zagrożenia i procedury bezpieczeństwa, co jest kluczowe dla właściwego wyznaczenia strefy. Tym samym wytwórca może wnieść cenne uwagi dotyczące bezpieczeństwa żeglugi w rejonie farmy. Uzgodnienie to służy również ochronie samej farmy wiatrowej, minimalizując ryzyko kolizji i nieuprawnionego dostępu. Postulujemy uzupełnienie brzmienia projektowanego art. 24b ust. 1.	morskich farmach wiatrowych, dyrektor właściwego urzędu morskiego, <u>w uzgodnieniu z wytwórcą w rozumieniu art. 3 pkt 12 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych</u>, w drodze zarządzenia, ustanawia strefę bezpieczeństwa, o której mowa w art. 24, wokół każdej morskiej turbiny wiatrowej oraz stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu, o których mowa w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych”.	morskiego w zakresie bezpieczeństwa morskiego nie może być uzależnione od zgody prywatnego podmiotu reprezentującego odmienne interesy.
255.	Art. 2 pkt 3 – dot. art. 24b ust. 2a ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	PSEW	Stacja elektroenergetyczna zlokalizowana na morzu jest najbardziej wrażliwym elementem morskiej farmy wiatrowej. Potencjalne ataki sabotażu mogą być kierunkowane na poszczególne turbiny, jednak to atak na stację spowodowałby wyłączenie całej farmy, przynosząc tym samym znaczne szkody, co sprawia, że taki jest znacznie bardziej prawdopodobny. Biorąc to pod uwagę, stacja elektroenergetyczna powinna być	Proponuje się dodanie do art. 24b ust. 2a o brzmieniu: „2a. W przypadku stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu, strefa bezpieczeństwa sięga 500 m od każdego punktu jej zewnętrznej krawędzi, chyba że inny, większy zasięg strefy jest dozwolony przez powszechnie przyjęte standardy międzynarodowe lub zalecony przez właściwą organizację międzynarodową.”	Uwaga nieuwzględniona Dyrektor urzędu morskiego ustanawia strefy bezpieczeństwa w taki sposób, aby były one rozsądnie dostosowane do rodzaju i przeznaczenia danego obiektu oraz zapewniały zarówno ochronę tego obiektu jak i innych użytkowników morza.

			chroniona w wyjątkowy sposób oraz poprzez różne środki. W ramach proponowanego nowego art. 24b, proponuje się przepis, zgodnie z którym strefy bezpieczeństwa wokół stacji elektroenergetycznych miałyby zasięg 500 m.		
256.	Art. 2 pkt 3 – dot. art. 24b ust. 4 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	RWE Offshore Wind Poland	Przepis określa sytuacje, w których dopuszczalne jest wchodzenie statków do strefy bezpieczeństwa ustanowionej wokół morskich farm wiatrowych. Nie adresuje on jednak potrzeby zapewnienia odpowiedniej wymiany informacji pomiędzy podmiotami zaangażowanymi w funkcjonowanie tych stref, tj. dyrektorem urzędu morskiego, wytwórcą energii z morskiej farmy wiatrowej oraz podmiotami prowadzącymi określone działania w strefie bezpieczeństwa lub jej pobliżu. Odnosnie pkt 1: Przepis stanowi, że dozwolone jest wchodzenie statków do strefy bezpieczeństwa ustanowionej na podstawie ust. 1 w związku z układaniem, inspekcją, testowaniem, naprawą, konserwacją, zmianą, odnową lub usuwaniem kabli lub rurociągów w tej strefie lub w odległości 50 metrów od tej strefy. Wskazane jest, aby dyrektor właściwego urzędu morskiego lub minister właściwy ds. gospodarki morskiej, będący w posiadaniu informacji o prowadzeniu działań mieszczących się w tym katalogu, informował o nich z wyprzedzeniem wytwórców będących właścicielami danych morskich farm wiatrowych. Wiedza o takich działaniach jest kluczowa dla wytwórcy z punktu widzenia bezpieczeństwa morskiej farmy wiatrowej oraz zapewnienia ciągłości jej funkcjonowania.	Dodanie ust. 5 w brzmieniu: „5. W przypadku, o którym mowa w ust. 4 pkt 1, dyrektor właściwego urzędu morskiego lub minister właściwy do spraw gospodarki morskiej, będący w posiadaniu informacji o prowadzeniu działań, o których mowa w tym przepisie, informuje o nich z wyprzedzeniem wytwórcę w rozumieniu art. 3 pkt 12 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, będącego właścicielem morskiej farmy wiatrowej, w której strefie bezpieczeństwa lub w odległości 50 metrów od tej strefy działania te są prowadzone.”	Uwaga nieuwzględniona Zgadzamy się, że dobra współpraca i wymiana informacji pomiędzy administracją i podmiotami zaangażowanymi w działalność MFW jest niezwykle istotna, jednak stoimy na stanowisku, że procedury współpracy powinny zostać określone na poziomie operacyjnym, a nie w akcie prawnym w randze ustawy.

			Odnosnie pkt 6: Przepis umożliwia dyrektorowi urzędu morskiego udzielenie zgody na wejście statków do strefy. Jak wyżej, brak normy określającej obowiązek poinformowania wytwórcy o udzieleniu takiej zgody. Podobnie, w przypadku zgody dyrektora urzędu morskiego na wejście statku do strefy bezpieczeństwa, wytwórca powinien być o tym niezwłocznie poinformowany. Postulujemy dodanie w projektowanym artykule 25b ust. 5, który określi obowiązek informowania wytwórcy o prowadzonych pracach/udzielonych zgodach.		
257.	Art. 2 pkt 3 – dot. art. 24b ust. 4 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	PSEW	Przepis określa sytuację, w których dopuszczalne jest wchodzenie statków do strefy bezpieczeństwa ustanowionej wokół morskich farm wiatrowych. Nie adresuje on jednak potrzeby zapewnienia odpowiedniej wymiany informacji pomiędzy podmiotami zaangażowanymi w funkcjonowanie tych stref, tj. dyrektorem urzędu morskiego, wytwórcą energii z morskiej farmy wiatrowej oraz podmiotami prowadzącymi określone działania w strefie bezpieczeństwa lub jej pobliżu. Odnosnie pkt 1: Przepis stanowi, że dozwolone jest wchodzenie statków do strefy bezpieczeństwa ustanowionej na podstawie ust. 1 w związku z układaniem, inspekcją, testowaniem, naprawą, konserwacją, zmianą, odnową lub usuwaniem kabli lub rurociągów w tej strefie lub w odległości 50 metrów od tej strefy. Wskazane jest, aby dyrektor właściwego urzędu morskiego lub minister właściwy ds. gospodarki morskiej, będący w posiadaniu	Dodanie ust. 5 w brzmieniu: „5. W przypadku, o którym mowa w ust. 4 pkt 1, dyrektor właściwego urzędu morskiego lub minister właściwy do spraw gospodarki morskiej, będący w posiadaniu informacji o prowadzeniu działań, o których mowa w tym przepisie, informuje o nich z wyprzedzeniem wytwórcę w rozumieniu art. 3 pkt 12 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, będącego właścicielem morskiej farmy wiatrowej, w której strefie bezpieczeństwa lub w odległości 50 metrów od tej strefy działania te są prowadzone.”	Uwaga nieuwzględniona Zgadzamy się, że dobra współpraca i wymiana informacji pomiędzy administracją i podmiotami zaangażowanymi w działalność MFW jest niezwykle istotna, jednak stoimy na stanowisku, że procedury współpracy powinny zostać określone na poziomie operacyjnym, a nie w akcie prawnym w randze ustawy.

			informacji o prowadzeniu działań mieszczących się w tym katalogu, informował o nich z wyprzedzeniem wytwórców będących właścicielami danych morskich farm wiatrowych. Wiedza o takich działaniach jest kluczowa dla wytwórcy z punktu widzenia bezpieczeństwa morskiej farmy wiatrowej oraz zapewnienia ciągłości jej funkcjonowania. Odnosnie pkt 6: Przepis umożliwia dyrektorowi urzędu morskiego udzielenie zgody na wejście statków do strefy. Jak wyżej, brak normy określającej obowiązek poinformowania wytwórcy o udzieleniu takiej zgody. Podobnie, w przypadku zgody dyrektora urzędu morskiego na wejście statku do strefy bezpieczeństwa, wytwórca powinien być o tym niezwłocznie poinformowany. Postulujemy dodanie w projektowanym artykule 25b ust. 5, który określi obowiązek informowania wytwórcy o prowadzonych pracach/udzielonych zgodach.		
258.	Art. 2 pkt 3 – dot. art. 24b ust. 4 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	PSEW	Umożliwienie wchodzenia statków do strefy bezpieczeństwa z powodu złej pogody lub w przypadku, gdy statki znajdują w niebezpieczeństwie z punktu widzenia wytwórcy jest niedopuszczalne ze względu na możliwość nadinterpretacji przez strony trzecie pojęć „złych warunków atmosferycznych” i „niebezpieczeństwa”, zwłaszcza w świetle serii sabotaży infrastruktury energetycznej zlokalizowanej na Morzu Bałtyckim. W warunkach sztormu morska farma wiatrowa stanowić będzie przeszkodę, aniżeli schronienie dla jednostek pływających, tym samym narażać się będzie na ryzyko zniszczenia konstrukcji morskich turbin wiatrowych bądź stacji	Proponuje się następujące brzmienie art. 24b ust. 4: „4. Dozwolone jest wchodzenie statków do strefy bezpieczeństwa ustanowionej na podstawie ust. 1: 1) w związku z wykonywaniem zadań na rzecz polskiej administracji morskiej, Sił Zbrojnych Rzeczypospolitej Polskiej, Straży Granicznej oraz Krajowej Administracji Skarbowej; 2) w związku z układaniem, instalacją, inspekcją, testowaniem, naprawą, konserwacją, zmianą, odnową lub usuwaniem kabli lub rurociągów lub sztucznych wysp, konstrukcji i	Uwaga nieuwzględniona Projektowany art. 24b ust. 4 pkt 6 powala na uzyskanie zgody dyrektora urzędu morskiego na wejście do strefy bezpieczeństwa statków niewymienionych w pozostałych punktach ust. 4, dzięki czemu można uniknąć nadmiernego rozbudowania zawartego w nim katalogu statków. Ministerstwo Infrastruktury za istotne uważa zapewnienie spójności pomiędzy projektowanym art. 24b ustawy o obszarach morskich RP i administracji morskiej a art. istniejącym 24a tej ustawy, który

			elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu, (wnioski te zostały ujęte w przygotowanych ekspertyzach nawigacyjnych). Propozycja brzmienia art. 24b pkt 4 nie bierze pod uwagę możliwości wchodzenia statków do strefy bezpieczeństwa w związku z instalacją, inspekcją, testowaniem, naprawą, konserwacją, zmianą, odnową lub usuwaniem morskich turbin wiatrowych oraz stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu. Co więcej, nie wspomina o możliwości wpływania jednostek administracji morskiej, Sił Zbrojnych RP, ani Straży Granicznej. Konieczne jest również doprecyzowanie, że dyrektor właściwego urzędu morskiego może umożliwić wchodzenie statków do stref bezpieczeństwa dopiero po zasięgnięciu opinii wytwórcy.	urządzeń w tej strefie lub w odległości 50 metrów od tej strefy; 3) w celu świadczenia usług na rzecz sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w tej strefie lub przewożenia osób i towarów do sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń oraz z tych wysp, konstrukcji i urządzeń w tej strefie; 4) w związku z ratowaniem życia lub mienia; 5) w związku ze zwalczaniem zagrożeń lub zanieczyszczeń na morzu; jeżeli dyrektor właściwego urzędu, po zasięgnięciu opinii wytwórcy w rozumieniu art. 3 pkt 12 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych morskiego, udzieli na to zgody lub za zgodą wytwórcy.”	wdraża art. 6 ust. 7 dyrektywy 2013/30/UE.
259.	Art. 2 pkt 3 – dot. art. 24b ust. 4 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	GK ORLEN	Umożliwienie wchodzenia statków do strefy bezpieczeństwa z powodu złej pogody lub w przypadku, gdy statki znajdują w niebezpieczeństwie z punktu widzenia wytwórcy jest niedopuszczalne ze względu na możliwość nadinterpretacji przez strony trzecie pojęć „złych warunków atmosferycznych” i „niebezpieczeństwa”, zwłaszcza w świetle serii sabotaży infrastruktury energetycznej zlokalizowanej na Morzu Bałtyckim. W warunkach sztormu morska farma wiatrowa stanowić będzie przeszkodę, aniżeli schronienie dla jednostek pływających, tym samym narażać się będzie na ryzyko zniszczenia konstrukcji morskich turbin wiatrowych bądź stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu, (wnioski te zostały ujęte w	Proponuje się następujące brzmienie art. 24b ust. 4: „4. Dozwolone jest wchodzenie statków do strefy bezpieczeństwa ustanowionej na podstawie ust. 1: 6) w związku z wykonywaniem zadań na rzecz polskiej administracji morskiej, Sił Zbrojnych Rzeczypospolitej Polskiej, Straży Granicznej oraz Krajowej Administracji Skarbowej; 7) w związku z układaniem, instalacją, inspekcją, testowaniem, naprawą, konserwacją, zmianą, odnową lub usuwaniem kabli lub rurociągów lub sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w tej strefie lub w odległości 50 metrów od tej strefy; 8) w celu świadczenia usług na rzecz sztucznych wysp, konstrukcji i	Uwaga nieuwzględniona Projektowany art. 24b ust. 4 pkt 6 powala na uzyskanie zgody dyrektora urzędu morskiego na wejście do strefy bezpieczeństwa statków niewymienionych w pozostałych punktach ust. 4, dzięki czemu można uniknąć nadmiernego rozbudowania zawartego w nim katalogu statków. Ministerstwo Infrastruktury za istotne uważa zapewnienie spójności pomiędzy projektowanym art. 24b ustawy o obszarach morskich RP i administracji morskiej a art. istniejącym 24a tej ustawy, który wdraża art. 6 ust. 7 dyrektywy 2013/30/UE.

			przygotowanych ekspertyzach nawigacyjnych). Propozycja brzmienia art. 24b pkt 4 nie bierze pod uwagę możliwości wchodzenia statków do strefy bezpieczeństwa w związku z instalacją, inspekcją, testowaniem, naprawą, konserwacją, zmianą, odnową lub usuwaniem morskich turbin wiatrowych oraz stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu. Co więcej, nie wspomina o możliwości wpływania jednostek administracji morskiej, Sił Zbrojnych RP, ani Straży Granicznej. Konieczne jest również doprecyzowanie, że dyrektor właściwego urzędu morskiego może umożliwić wchodzenie statków do stref bezpieczeństwa dopiero po zasięgnięciu opinii wytwórcy.	urządzeń w tej strefie lub przewożenia osób i towarów do sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń oraz z tych wysp, konstrukcji i urządzeń w tej strefie; 9) w związku z ratowaniem życia lub mienia; 10) w związku ze zwalczaniem zagrożeń lub zanieczyszczeń na morzu; 11) jeżeli dyrektor właściwego urzędu, po zasięgnięciu opinii wytwórcy w rozumieniu art. 3 pkt 12 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych morskiego, udzieli na to zgody lub za zgodą wytwórcy.”	
260.	Art. 2 pkt 3 – dot. art. 24b ust. 4 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	Izba Gospodarcza Gazownictwa	Z uwagi na niemożność zawarcia w zaproponowanym przez ustawodawcę katalogu wejścia statków do strefy bezpieczeństwa wszelkich okoliczności kiedy faktycznie potrzeba ta będzie miała charakter nadrzędny nad dobrem chronionym przepisem zdaniem zgłaszającego uwagę uzasadnionym jest rozszerzenie katalogu zamkniętego o kwestię stanu wyższej konieczności, która pozwoli nieco rozszerzyć zakres możliwości wejścia w strefę bezpieczeństwa o sytuacje konieczne, przy jednoczesnym zachowaniu intencji przyświecających ustawodawcy na etapie konstruowania katalogu. Pojęcie stanu wyższej konieczności ma charakter pojęcia powszechnie przyjętego na kanwie obowiązujących regulacji prawnych, stąd też jego zastosowanie wydaje się być dodatkowo uzasadnione.	Dozwolone jest wchodzenie statków do strefy bezpieczeństwa ustanowionej na podstawie ust. 1: 1) w związku z układaniem, inspekcją, testowaniem, naprawą, konserwacją, zmianą, odnową lub usuwaniem kabli lub rurociągów w tej strefie lub w odległości 50 metrów od tej strefy; 2) w celu świadczenia usług na rzecz sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w tej strefie lub przewożenia osób i towarów do sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń oraz z tych wysp, konstrukcji i urządzeń w tej strefie; 3) w związku z ratowaniem życia lub mienia; 4) z powodu złej pogody; 5) w przypadku gdy statki są w niebezpieczeństwie; 6) w stanie wyższej konieczności; 7) jeżeli dyrektor właściwego urzędu morskiego lub wytwórca w rozumieniu	Uwaga nieuwzględniona Ministerstwo Infrastruktury za istotne uważa zapewnienie spójności pomiędzy projektowanym art. 24b ustawy o obszarach morskich RP i administracji morskiej a art. istniejącym 24a tej ustawy, który wdraża art. 6 ust. 7 dyrektywy 2013/30/UE. Należy również zauważyć, że sytuacje, w których zastosowanie miałyby zaproponowany pkt 6, pokrywają z sytuacjami, o których mowa w pkt 5.

				art. 3 pkt 12 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, udzieli na to zgody	
261.	Art. 2 pkt 4 lit. a – dot. art. 26 ust. 5 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Postulowana jest zmiana momentu, od którego liczy się termin ważność pozwolenia na układanie i wykorzystywanie kabli dla MFW przez więcej niż jedną MFW. Termin powinien liczyć się od dnia ostateczności ostatniej koncesji na wytwarzanie energii, a nie pierwszej.	W art. 2 projektu ustawy w pkt 1 lit. a otrzymuje brzmienie: „a) w ust. 6 wyrazy „30 lat od dnia, w którym rozpoczęto wykorzystanie tej morskiej farmy wiatrowej” zastępuje się wyrazami „30 lat od dnia, w którym decyzja o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w tej morskiej farmie wiatrowej lub jej części, z której wyprowadzana jest moc za pomocą tego zespołu urządzeń lub jego elementów, stała się ostateczna. W przypadku, gdy zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy jest wykorzystywany przez więcej niż jedną morską farmę wiatrową, 30-letni termin, o którym mowa w zdaniu drugim, rozpoczyna bieg od dnia, w którym ostatnia decyzja o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej dla którejkolwiek z tych morskich farm wiatrowych lub ich części, z której wyprowadzana jest moc za pomocą tego zespołu urządzeń lub jego elementów, stała się ostateczna.”,	Uwaga nieuwzględniona Termin ważności pozwolenia na układanie i utrzymywanie kabli stanowiących zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z MFW powinien być uzależniony od rozpoczęcia wykorzystywania danej MFW. MFW może być oddawana do użytkowania etapami i nie można uzależniać ważności pozwolenia lokalizacyjnego dla ZU od tego czy i kiedy wytwórca otrzyma koncesję dla ostatniego etapu realizacji inwestycji. Umożliwienie wprowadzenia takiego rozwiązania mogłoby powodować celowe odsuwanie przez inwestora oddania ostatniego etapu inwestycji.
262.	Art. 2 pkt 4 lit. a – dot. art. 26 ust. 5 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	PGE S.A.	Postulowana jest zmiana momentu, od którego liczy się termin ważność pozwolenia na układanie i wykorzystywanie kabli dla MFW przez więcej niż jedną MFW. Termin powinien liczyć się od dnia ostateczności ostatniej koncesji na wytwarzanie energii, a nie pierwszej.	W art. 2 projektu ustawy w pkt 1 lit. a otrzymuje brzmienie: „a) w ust. 6 wyrazy „30 lat od dnia, w którym rozpoczęto wykorzystanie tej morskiej farmy wiatrowej” zastępuje się wyrazami „30 lat od dnia, w którym decyzja o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w tej morskiej farmie wiatrowej lub jej części, z której wyprowadzana jest moc za pomocą tego zespołu urządzeń lub jego elementów, stała się ostateczna. W przypadku, gdy zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy jest wykorzystywany przez więcej niż jedną morską farmę wiatrową, 30-letni termin, o którym mowa w zdaniu drugim, rozpoczyna bieg od dnia,	Uwaga nieuwzględniona Termin ważności pozwolenia na układanie i utrzymywanie kabli stanowiących zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z MFW powinien być uzależniony od rozpoczęcia wykorzystywania danej MFW. MFW może być oddawana do użytkowania etapami i nie można uzależniać ważności pozwolenia lokalizacyjnego dla ZU od tego czy i kiedy wytwórca otrzyma koncesję dla ostatniego etapu realizacji inwestycji.

				<i>w którym ostatnia decyzja o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej dla którejkolwiek z tych morskich farm wiatrowych lub ich części, z której wyprowadzana jest moc za pomocą tego zespołu urządzeń lub jego elementów, stała się ostateczna.</i>”,	Umożliwienie wprowadzenia takiego rozwiązania mogłoby powodować celowe odsuwanie przez inwestora oddania ostatniego etapu inwestycji.
263.	Art. 2 pkt 5 - dot. art. 27a ust. 2 pkt 9 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	PSEW	<u>Wstępne warunki przyłączenia jako podstawa do ubiegania się o pozwolenia lub uzgodnienia w przedmiocie układania kabli.</u> Postulujemy usunięcie proponowanej zmiany. Wstępne warunki przyłączenia powinny stanowić podstawę do udzielenia pozwoleń lub uzgodnień w przedmiocie układania i utrzymywania kabli na morskich obszarach dla morskich farm wiatrowych. Uniemożliwienie uzyskiwania pozwoleń na postawie wstępnych warunków przyłączenia spowoduje, że wytwórca nie będzie w stanie określić lokalizacji i parametrów zespołu urządzeń do wyprowadzenia mocy na obszarze morskim przed aukcją, a w konsekwencji nie będzie mógł dokonać ich wyceny. Powyższe nie bierze pod uwagę specyfiki projektów MFW i ich długiej fazy rozwoju. Projektowany przepis doprowadziły do braku możliwości realizacji badań i procedur środowiskowych przed rozstrzygnięciem aukcji. W konsekwencji, istotne ryzyko niedotrzymania terminu 7 lat na uzyskanie COD od aukcji.	Odstąpienie od planowanej zmiany Art. 27a ust. 2 pkt 9 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej oraz usunięcie art. 14 Projektu – przepisy przejściowe.	Uwaga nieuwzględniona Aktualnie obserwuje się wnioskowanie przez inwestorów posiadających wyłącznie wstępne warunki przyłączenia o pozwolenia i uzgodnienia lokalizacji kabli wyprowadzających moc z MFW. W chwili wnioskowania inwestor nie ma pewności czy wygra aukcję i czy zrealizuje inwestycję w danym miejscu. PSE we wstępnych warunkach przyłączenia dla MFW wskazują trzy potencjalne miejsca przyłączenia inwestycji MFW: 1) rozdzielnia 400 kV stacji elektroenergetycznej Choczewo, 2) rozdzielnia 400 kV stacji elektroenergetycznej Krzemienica, 3) rozdzielnia 400 kV nowej stacji elektroenergetycznej na obszarze Pomorza Zachodniego. Inwestor we wstępnych warunkach przyłączenia otrzymuje obowiązek wskazania jednego z ww. miejsc przyłączenia w ofercie aukcyjnej składanej w ramach systemu wsparcia dla morskich farm wiatrowych. Do czasu rozstrzygnięcia aukcji Inwestor nie może mieć pewności co do tego, czy planowana trasa kablowa na obszarze morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego

					będzie odpowiednia, a to z kolei może wpłynąć na dalsze prace i planowanie całego projektu. Pozwolenia i uzgodnienia lokalizacyjne dla kabli wyprowadzających moc z MFW są wydawane na okres 30 lat od rozpoczęcia eksploatacji MFW. Blokada najefektywniejszego obszaru wyprowadzenia mocy na ląd przez podmiot, który nie ma pewności co do wygrania aukcji mogłaby zagrozić bezpieczeństwu państwa. Jednocześnie należy przypomnieć, że do realizacji badań na polskich obszarach morskich i prowadzenia innych działań zmierzających do uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach nie jest wymagane pozwolenie lokalizacyjne.
264.	Art. 2 pkt 5 - dot. art. 27a ust. 2 pkt 9 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Postulujemy usunięcie proponowanej zmiany. Wstępne warunki przyłączenia powinny stanowić podstawę do udzielenia pozwoleń lub uzgodnień w przedmiocie układania i utrzymywania kabli na morskich obszarach dla MFW. Uniemożliwienie uzyskiwania pozwoleń na postawie wstępnych warunków przyłączenia spowoduje, że wytwórca nie będzie w stanie określić lokalizacji i parametrów zespołu urządzeń do wyprowadzenia mocy na obszarze morskim przed aukcją, a w konsekwencji nie będzie mógł dokonać ich wyceny. Powyższe nie bierze pod uwagę specyfiki projektów MFW i ich długiej fazy rozwoju. Projektowany przepis doprowadziłby do braku możliwości realizacji badań i procedur środowiskowych przed rozstrzygnięciem aukcji. W konsekwencji,	Usunięcie z projektu ustawy zmiany w zakresie art. 27a ust. 2 pkt 9 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (art. 2 pkt 5 projektu ustawy) oraz art. 14 projektu ustawy (przepis przejściowy do tej zmiany)	Uwaga nieuwzględniona Aktualnie obserwuje się wnioskowanie przez inwestorów posiadających wyłącznie wstępne warunki przyłączenia o pozwolenia i uzgodnienia lokalizacji kabli wyprowadzających moc z MFW. W chwili wnioskowania inwestor nie ma pewności czy wygra aukcję i czy zrealizuje inwestycję w danym miejscu. PSE we wstępnych warunkach przyłączenia dla MFW wskazują trzy potencjalne miejsca przyłączenia inwestycji MFW: 1) rozdzielnia 400 kV stacji elektroenergetycznej Choczewo, 2) rozdzielnia 400 kV stacji elektroenergetycznej Krzemienica,

			istotne ryzyko niedotrzymania terminu 7 lat na uzyskanie COD od aukcji.		3) rozdzielnia 400 kV nowej stacji elektroenergetycznej na obszarze Pomorza Zachodniego. Inwestor we wstępnych warunkach przyłączenia otrzymuje obowiązek wskazania jednego z ww. miejsc przyłączenia w ofercie aukcyjnej składanej w ramach systemu wsparcia dla morskich farm wiatrowych. Do czasu rozstrzygnięcia aukcji Inwestor nie może mieć pewności co do tego, czy planowana trasa kablowa na obszarze morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego będzie odpowiednia, a to z kolei może wpłynąć na dalsze prace i planowanie całego projektu. Pozwolenia i uzgodnienia lokalizacyjne dla kabli wyprowadzających moc z MFW są wydawane na okres 30 lat od rozpoczęcia eksploatacji MFW. Blokada najefektywniejszego obszaru wyprowadzenia mocy na ląd przez podmiot, który nie ma pewności co do wygrania aukcji mogłaby zagrozić bezpieczeństwu państwa. Jednocześnie należy przypomnieć, że do realizacji badań na polskich obszarach morskich i prowadzenia innych działań zmierzających do uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach nie jest wymagane pozwolenie lokalizacyjne.
265.	Art. 2 pkt 5 - dot. art. 27a ust. 2 pkt 9 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej	PGE S.A.	Postulujemy usunięcie proponowanej zmiany. Wstępne warunki przyłączenia powinny stanowić podstawę do udzielenia pozwoleń lub uzgodnień w przedmiocie układania i utrzymywania kabli na morskich obszarach dla MFW.	Usunięcie z projektu ustawy zmiany w zakresie art. 27a ust. 2 pkt 9 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (art. 2 pkt 5 projektu ustawy) oraz art. 14 projektu ustawy (przepis przejściowy do tej zmiany)	Uwaga nieuwzględniona Aktualnie obserwuje się wnioskowanie przez inwestorów posiadających wyłącznie wstępne warunki przyłączenia o pozwolenia i uzgodnienia lokalizacji kabli

	Polskiej administracji morskiej i		Uniemożliwienie uzyskiwania pozwoleń na postawie wstępnych warunków przyłączenia spowoduje, że wytwórca nie będzie w stanie określić lokalizacji i parametrów zespołu urządzeń do wyprowadzenia mocy na obszarze morskim przed aukcją, a w konsekwencji nie będzie mógł dokonać ich wyceny. Powyższe nie bierze pod uwagę specyfiki projektów MFW i ich długiej fazy rozwoju. Projektowany przepis doprowadziłby do braku możliwości realizacji badań i procedur środowiskowych przed rozstrzygnięciem aukcji. W konsekwencji, istotne ryzyko niedotrzymania terminu 7 lat na uzyskanie COD od aukcji.		wyprowadzających moc z MFW. W chwili wnioskowania inwestor nie ma pewności czy wygra aukcję i czy zrealizuje inwestycję w danym miejscu. PSE we wstępnych warunkach przyłączenia dla MFW wskazują trzy potencjalne miejsca przyłączenia inwestycji MFW: 1) rozdzielnia 400 kV stacji elektroenergetycznej Choczewo, 2) rozdzielnia 400 kV stacji elektroenergetycznej Krzemienica, 3) rozdzielnia 400 kV nowej stacji elektroenergetycznej na obszarze Pomorza Zachodniego. Inwestor we wstępnych warunkach przyłączenia otrzymuje obowiązek wskazania jednego z ww. miejsc przyłączenia w ofercie aukcyjnej składanej w ramach systemu wsparcia dla morskich farm wiatrowych. Do czasu rozstrzygnięcia aukcji Inwestor nie może mieć pewności co do tego, czy planowana trasa kablowa na obszarze morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego będzie odpowiednia, a to z kolei może wpłynąć na dalsze prace i planowanie całego projektu. Pozwolenia i uzgodnienia lokalizacyjne dla kabli wyprowadzających moc z MFW są wydawane na okres 30 lat od rozpoczęcia eksploatacji MFW. Blokada najefektywniejszego obszaru wyprowadzenia mocy na ląd przez podmiot, który nie ma pewności co do wygrania aukcji mogłaby zagrozić bezpieczeństwu państwa.

					Jednocześnie należy przypomnieć, że do realizacji badań na polskich obszarach morskich i prowadzenia innych działań zmierzających do uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach nie jest wymagane pozwolenie lokalizacyjne.
266.	Art. 2 pkt 5 – dot. art. 27a ust. 2 pkt 9 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej oraz art. 14 projektu	GK ORLEN	Zgodnie z art. 2 pkt 5 projektu UD162, do uzyskania pozwoleń dotyczących wyprowadzania mocy z morskiej farmy wiatrowej wymagane będzie przedłożenie warunków przyłączenia lub umowy o przyłączenie. W efekcie wyeliminowana zostaje możliwość ubiegania się o te pozwolenia na podstawie wstępnych warunków przyłączenia. Proponowana zmiana jest niekorzystna, ponieważ de facto umożliwi inwestorom ubieganie się o pozwolenia na kable dopiero po wygraniu aukcji lub realizowaniu projektu bez wsparcia. Tymczasem zabezpieczenie tras kablowych przed aukcją jest kluczowe dla przygotowania optymalnych ofert aukcyjnych. Dystans od brzegu i związane z nim koszty infrastruktury do wyprowadzenia mocy stanowią istotny element CAPEX, co musi być odzwierciedlone w ofercie aukcyjnej. Wprowadzenie tej regulacji spowoduje konieczność uwzględnienia w aukcyjnej ofercie najgorszego możliwego scenariusza dotyczącego trasy kablowej, co przełoży się na wzrost kosztów energii dla odbiorców końcowych.	Postuluje się odrzucenie zmiany zawartej w art. 2 pkt 5 projektu oraz art. 14 projektu UD162 w całości.	Uwaga nieuwzględniona Aktualnie obserwuje się wnioskowanie przez inwestorów posiadających wyłącznie wstępne warunki przyłączenia o pozwolenia i uzgodnienia lokalizacji kabli wyprowadzających moc z MFW. W chwili wnioskowania inwestor nie ma pewności czy wygra aukcję i czy zrealizuje inwestycję w danym miejscu. PSE we wstępnych warunkach przyłączenia dla MFW wskazują trzy potencjalne miejsca przyłączenia inwestycji MFW: 1) rozdzielnia 400 kV stacji elektroenergetycznej Choczewo, 2) rozdzielnia 400 kV stacji elektroenergetycznej Krzemienica, 3) rozdzielnia 400 kV nowej stacji elektroenergetycznej na obszarze Pomorza Zachodniego. Inwestor we wstępnych warunkach przyłączenia otrzymuje obowiązek wskazania jednego z ww. miejsc przyłączenia w ofercie aukcyjnej składanej w ramach systemu wsparcia dla morskich farm wiatrowych. Do czasu rozstrzygnięcia aukcji Inwestor nie może mieć pewności co do tego, czy planowana trasa kablowa na obszarze morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego

					będzie odpowiednia, a to z kolei może wpłynąć na dalsze prace i planowanie całego projektu. Pozwolenia i uzgodnienia lokalizacyjne dla kabli wyprowadzających moc z MFW są wydawane na okres 30 lat od rozpoczęcia eksploatacji MFW. Blokada najefektywniejszego obszaru wyprowadzenia mocy na ląd przez podmiot, który nie ma pewności co do wygrania aukcji mogłaby zagrozić bezpieczeństwu państwa. Jednocześnie należy przypomnieć, że do realizacji badań na polskich obszarach morskich i prowadzenia innych działań zmierzających do uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach nie jest wymagane pozwolenie lokalizacyjne.
267.	Art. 2 pkt 6 – dot. art. 27b ust. 5a ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	PSEW	Postulowane jest doprecyzowanie możliwości przenoszenia PSzW w ramach grupy kapitałowej, do której należy podmiot będący beneficjentem PSZW. W przypadku podmiotów należących do tej samej grupy kapitałowej niezasadne byłoby wymaganie spełniania kryteriów, o których mowa w art. 27g z uwagi na fakt, że okoliczności stanowiące podstawę wyłonienia w postępowaniu rozstrzygającym są wspólne dla podmiotów z tej samej grupy kapitałowej, a konieczność przechodzenia ponownie procedury z art. 27g powoduje jedynie wydłużenie procesu inwestycyjnego, w sytuacji gdy decyzja o przeniesieniu pozwolenia ma charakter stricte biznesowy.	Proponujemy dodanie ust. 5a w Art. 27b ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej: „5a. Prawa wynikające z pozwoleń wydanych w trybie, o którym mowa w art. 27k ust. 1 pkt 1, mogą być przenoszone na inne podmioty, jeżeli podmiot, na rzecz którego ma zostać przeniesione pozwolenie, spełnia kryteria, o których mowa w art. 27g, w stopniu nie mniejszym niż podmiot, który został wyłoniony w postępowaniu rozstrzygającym i uzyskał pozwolenie. 5a. Jeżeli podmioty, na które mają być przeniesione prawa wynikające z pozwoleń, o których mowa w art. 23 ust. 1 wydanych w trybie, o którym mowa w art. 27k ust. 1 pkt 1 należą do tej samej grupy kapitałowej co podmioty, które zostały	Uwaga uwzględniona częściowo W ocenie MKiŚ zaproponowane w uwadze rozwiązanie może doprowadzić do przenoszenia pozwoleń lokalizacyjnych na podmioty aktualnie będące w tej samej grupie kapitałowej, ale które nie spełniają kryteriów, o których mowa w art. 27g ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej. W ocenie MKiŚ wyłącznie podmioty, które na dzień rozstrzygnięcia wyników przynależały do tej samej grupy kapitałowej, co podmiot, który uzyskał pozwolenie lokalizacyjne będą spełniać kryteria, o których mowa w art. 27g ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i

				wyłonione w postępowaniu rozstrzygającym i uzyskały pozwolenie, nie jest wymagana ocena spełnienia kryteriów, o których mowa w art. 27g. Podmioty, na które mają zostać przeniesione prawa wynikające z pozwoleń wydanych w trybie, o którym mowa w art. 27k ust. 1 pkt przedstawiają dokumenty, które potwierdzają przynależność tej samej do grupy kapitałowej."	administracji morskiej, w takim samym stopniu, gdyż okoliczności stanowiące podstawę wyłonienia w postępowaniu rozstrzygającym są wspólne dla ówczesnie przynależących podmiotów z tej samej grupy kapitałowej. Tylko w takim przypadku zasadnym jest odstąpienie od konieczność przechodzenia ponownie procedury z art. 27g.
268.	Art. 2 pkt 6 – dot. art. 27b ust. 5a i 5b ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Postulowane jest doprecyzowanie możliwości przenoszenia PSzW w ramach grupy kapitałowej, do której należy podmiot będący beneficjentem PSZW. W przypadku podmiotów należących do tej samej grupy kapitałowej niezasadne byłoby wymaganie spełniania kryteriów, o których mowa w art. 27g, z uwagi na fakt, że okoliczności stanowiące podstawę wyłonienia w postępowaniu rozstrzygającym są wspólne dla podmiotów z tej samej grupy kapitałowej, a konieczność przechodzenia ponownie procedury z art. 27g powoduje jedynie wydłużenie procesu inwestycyjnego, w sytuacji gdy decyzja o przeniesieniu pozwolenia ma charakter stricte biznesowy.	W art. 27b ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej po ust. 5 dodaje się ust. 5a i 5b w brzmieniu: <i>„5a. Prawa wynikające z pozwoleń wydanych w trybie, o którym mowa w art. 27k ust. 1 pkt 1, mogą być przenoszone na inne podmioty, jeżeli podmiot, na rzecz którego ma zostać przeniesione pozwolenie, spełnia kryteria, o których mowa w art. 27g, w stopniu nie mniejszym niż podmiot, który został wyłoniony w postępowaniu rozstrzygającym i uzyskał pozwolenie.</i> <i>5b. Jeżeli podmioty, na które mają być przeniesione prawa wynikające z pozwoleń, o których mowa w art. 23 ust. 1, wydanych w trybie, o którym mowa w art. 27k ust. 1 pkt 1, należą do tej samej grupy kapitałowej co podmioty, które zostały wyłonione w postępowaniu rozstrzygającym i uzyskały pozwolenie, nie jest wymagana ocena spełnienia kryteriów, o których mowa w art. 27g. Podmioty, na które mają zostać przeniesione prawa wynikające z pozwoleń wydanych w trybie, o którym mowa w art. 27k ust. 1 pkt 1 przedstawiają dokumenty, które potwierdzają przynależność tej samej do grupy kapitałowej.”</i>	Uwaga uwzględniona częściowo W ocenie MKiŚ zaproponowane w uwadze rozwiązanie może doprowadzić do przenoszenia pozwoleń lokalizacyjnych na podmioty aktualnie będące w tej samej grupie kapitałowej, ale które nie spełniają kryteriów, o których mowa w art. 27g ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej. W ocenie MKiŚ wyłącznie podmioty, które na dzień rozstrzygnięcia wyników przynależały do tej samej grupy kapitałowej, co podmiot, który uzyskał pozwolenie lokalizacyjne będą spełniać kryteria, o których mowa w art. 27g ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, w takim samym stopniu, gdyż okoliczności stanowiące podstawę wyłonienia w postępowaniu rozstrzygającym są wspólne dla ówczesnie przynależących podmiotów z tej samej grupy kapitałowej. Tylko w takim przypadku zasadnym jest odstąpienie od konieczność przechodzenia ponownie procedury z art. 27g.

269.	Art. 2 pkt 6 – dot. art. 27b ust. 5a i 5b ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	PGE S.A.	Postulowane jest doprecyzowanie możliwości przenoszenia PSzW w ramach grupy kapitałowej, do której należy podmiot będący beneficjentem PSZW. W przypadku podmiotów należących do tej samej grupy kapitałowej niezasadne byłoby wymaganie spełniania kryteriów, o których mowa w art. 27g, z uwagi na fakt, że okoliczności stanowiące podstawę wyłonienia w postępowaniu rozstrzygającym są wspólne dla podmiotów z tej samej grupy kapitałowej, a konieczność przechodzenia ponownie procedury z art. 27g powoduje jedynie wydłużenie procesu inwestycyjnego, w sytuacji gdy decyzja o przeniesieniu pozwolenia ma charakter stricte biznesowy.	W art. 27b ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej po ust. 5 dodaje się ust. 5a i 5b w brzmieniu: „5a. Prawa wynikające z pozwoleń wydanych w trybie, o którym mowa w art. 27k ust. 1 pkt 1, mogą być przenoszone na inne podmioty, jeżeli podmiot, na rzecz którego ma zostać przeniesione pozwolenie, spełnia kryteria, o których mowa w art. 27g, w stopniu nie mniejszym niż podmiot, który został wyłoniony w postępowaniu rozstrzygającym i uzyskał pozwolenie. 5b. Jeżeli podmioty, na które mają być przeniesione prawa wynikające z pozwoleń, o których mowa w art. 23 ust. 1, wydanych w trybie, o którym mowa w art. 27k ust. 1 pkt 1, należą do tej samej grupy kapitałowej co podmioty, które zostały wyłonione w postępowaniu rozstrzygającym i uzyskały pozwolenie, nie jest wymagana ocena spełnienia kryteriów, o których mowa w art. 27g. Podmioty, na które mają zostać przeniesione prawa wynikające z pozwoleń wydanych w trybie, o którym mowa w art. 27k ust. 1 pkt 1 przedstawiają dokumenty, które potwierdzają przynależność tej samej do grupy kapitałowej.”	Uwaga uwzględniona częściowo W ocenie MKiŚ zaproponowane w uwadze rozwiązanie może doprowadzić do przenoszenia pozwoleń lokalizacyjnych na podmioty aktualnie będące w tej samej grupie kapitałowej, ale które nie spełniają kryteriów, o których mowa w art. 27g ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej. W ocenie MKiŚ wyłącznie podmioty, które na dzień rozstrzygnięcia wyników przynależały do tej samej grupy kapitałowej, co podmiot, który uzyskał pozwolenie lokalizacyjne będą spełniać kryteria, o których mowa w art. 27g ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, w takim samym stopniu, gdyż okoliczności stanowiące podstawę wyłonienia w postępowaniu rozstrzygającym są wspólne dla ówczynie przynależących podmiotów z tej samej grupy kapitałowej. Tylko w takim przypadku zasadnym jest odstąpienie od konieczności przechodzenia ponownie procedury z art. 27g.
270.	Art. 2 pkt 7 - dot. art. 66a ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	PSEW	Obecnie obowiązujące przepisy określają termin 15 lat na uzyskanie pozwolenia na budowę w przypadku pozwoleń na wznoszenie sztucznych wysp, dla których podmiot, któremu udzielono tego pozwolenia, uiszczył opłatę od PSzW przed dniem 1 czerwca 2019 r. Projektodawca planuje w projekcie uwzględnić również sytuację, w której wytwórca planuje wziąć udział z ww. pozwoleniem w aukcji, stąd postulujemy wskazanie 5 letniego terminu	Proponujemy brzmienie przepisu: „Art. 66a. 2. W przypadku morskich farm wiatrowych zlokalizowanych w granicach obszarów określonych w załączniku nr 1 do ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, jeżeli w okresie 17 lat od dnia wydania pozwolenia, o którym mowa w ust. 1, podmiot, o którym mowa w ust. 1,	Uwaga nieuwzględniona W projekcie uwzględniono możliwość wydłużenia terminu na uzyskanie pozwolenia na budowę dla morskiej farmy wiatrowej wyłącznie dla inwestorów, którzy faktycznie wykazują starania realizacji inwestycji w najszybszym możliwym harmonogramie.

		od dnia rozstrzygnięcia aukcji, co koresponduje z obecnie przewidzianym okresem na uzyskanie pozwolenia na budowę morskiej farmy wiatrowej. Ponadto postulujemy wydłużenie terminu początkowego dla pozwoleń na wznoszenie sztucznych wysp w przypadku morskich farm wiatrowych zlokalizowanych w granicach obszarów określonych w załączniku nr 1 do ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej na okres 17 lat, a w odniesieniu do morskich farm wiatrowych zlokalizowanych w granicach obszarów określonych w załączniku nr 2 do ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych okres powinien nadal wynosić 15 lat. Jednocześnie wskazujemy, że w zakresie tej uwagi GK ORLEN wyraża zdanie odrębne. W opinii GK ORLEN przedłużanie terminu na uzyskanie pozwolenia na budowę, a także przedłużanie terminu ważności pozwoleń na kable dotyczące danego projektu powinno być uzależnione od tego, czy dany podmiot wygrał aukcję (a nie tylko brał w niej udział). W opinii GK ORLEN, terminy dotyczące ważności PSZW, a także pozwoleń dotyczących zespołu urządzeń do wyprowadzenia mocy powinny być ze sobą powiązane, a także uzależnione od tego, czy dany podmiot wygrywa aukcję, tak aby przeciwdziałać scenariuszom blokowania mocy przyłączeniowych oraz tras na wyprowadzenie kabli nawet do roku 2036 (aukcja 2031 plus 5 lat), przez projekty, które nie podejmują decyzji inwestycyjnych	nie uzyska pozwolenia na budowę dla całości albo części przedsięwzięcia objętego tym pozwoleniem, organ, który wydał pozwolenie, stwierdza, w drodze decyzji, wygaśnięcie tego pozwolenia. W przypadku morskich farm wiatrowych zlokalizowanych w granicach obszarów określonych w załączniku nr 2 do ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych ten okres wynosi 15 lat. 2a. W przypadku podmiotu, o którym mowa w ust. 2 zdanie drugie, który ubiegał się o prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, okres, o którym mowa w zdaniu pierwszym wynosi 5 lat od udziału w aukcjach, o których mowa w art. 29 ust. 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych”. GK ORLEN, w ramach zdania odrębnego, proponuje następujące brzmienie przepisu: W art. 66a po ust. 2 proponuje się dodanie ustępów 2a oraz 2b: „2a. Okres, o którym mowa ust. 2, w przypadku podmiotu, który ubiegał się o prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych w aukcjach, wynosi:	Inwestorzy w harmonogramach przedstawianych ministerstwu wskazują okres 2-3 lat jako wystarczający do uzyskania pozwolenia na budowę. Aukcje dla morskich farm wiatrowych odbywać się będą w latach 2025, 2027, 2029 oraz 2031, czyli w dwuletnim odstępie czasowym. Zgodnie z założeniami projektu ustawy udział w aukcji umożliwi wytwórcy wydłużenie do 3 lat terminu na uzyskanie pozwolenia na budowę bez utraty pozwolenia lokalizacyjnego. Rozwiązanie to jest optymalne i premiuje wytwórców chcących realizować inwestycję sprawnie i terminowo. Wytwórcy nierzetelni, nie podejmujący działań zmierzających do sprawnej realizacji inwestycji nie powinni uzyskiwać przywileju jakim jest wydłużenie terminu na uzyskanie pozwolenia na budowę bez utraty pozwolenia lokalizacyjnego.

				1) 3 lata - w przypadku niewygrania aukcji w 2025 r. przez ten podmiot lub aukcji interwencyjnej, o której mowa w art. 13 ustawy..... oraz w przypadku, gdy aukcji w 2025 r. lub aukcji interwencyjnej, o której mowa w art. 13 ustawy..... lub aukcji w 2027 r. nie przeprowadza się, 2) 5 lat - w przypadku wygrania przez ten podmiot aukcji w 2025 r. lub aukcji interwencyjnej, o której mowa w art. 13 ustawy..... lub aukcji w 2027 r. 2b. Okres, o którym mowa w ust. 2a liczy się od daty aukcji w przypadku przeprowadzenia aukcji lub planowanej daty aukcji, której nie przeprowadzono.”	
271.	Art. 2 pkt 7 - dot. art. 66a ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	Equinor i Polenergia	Doceniamy i popieramy kierunek zaproponowanych przez projektodawcę zmian dotyczących terminów na uzyskanie pozwolenia na budowę dla morskiej farmy wiatrowej oraz rozpoczęcia układania kabli. Niemniej jednak uważamy, że proponowane przepisy powinny zostać doprecyzowane, aby lepiej odzwierciedlić realia realizacji projektów morskich farm wiatrowych oraz uniknąć niepewności co do sformułowań, którymi posługuje się ustawa. W pierwszej kolejności proponujemy, aby termin, o którym mowa w art. 66a ust. 2 zdanie drugie ustawy o obszarach morskich RP i administracji morskiej, tj. termin na uzyskanie pozwolenia na budowę, połączony był z wygraną w aukcji. Takie podejście pozwoli na zwiększenie pewności po stronie inwestorów, co do właściwej interpretacji przepisów. W przypadku, gdyby dany wytwórca nie wygrał żadnej z aukcji lub nie wziął udziału w kolejnej aukcji organizowanej po tej aukcji, której nie wygrał, proponujemy aby termin odnosił się do ostatniej aukcji, w której wziął udział.	1. Nadanie nowego brzmienia art. 66a ust. 2 zdanie drugie ustawy zmienianej: „W przypadku podmiotu, o którym mowa w ust. 1, który ubiegał się o prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, okres, o którym mowa w zdaniu pierwszym <u>wynosi 5 lat</u> od udziału w aukcjach, o których mowa w art. 29 ust. 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych <u>lub aukcji interwencyjnej, o której mowa w art. 13 ustawy z dnia....</u>” 2. Nadanie nowego brzmienia art. 66a ust. 3 ustawy zmienianej: „3. Jeżeli podmiot, o którym mowa w ust. 1, nie później niż 60 dni przed upływem okresu, o którym mowa w ust. 2 zdanie pierwsze albo drugie, złoży organowi, który wydał pozwolenie, wyjaśnienia na piśmie i dokumenty <u>potwierdzające</u>	Uwaga uwzględniona częściowo W projekcie uwzględniono możliwość wydłużenia terminu na uzyskanie pozwolenia na budowę dla morskiej farmy wiatrowej wyłącznie dla inwestorów, którzy faktycznie wykazują starania realizacji inwestycji w najszybszym możliwym harmonogramie. Inwestorzy w harmonogramach przedstawianych ministerstwu wskazują okres 2-3 lat jako wystarczający do uzyskania pozwolenia na budowę. Aukcje dla morskich farm wiatrowych odbywać się będą w latach 2025, 2027, 2029 oraz 2031, czyli w dwuletnim odstępie czasowym. Zgodnie z założeniami projektu ustawy udział w aukcji umożliwi wytwórcy wydłużenie do 3 lat terminu na uzyskanie pozwolenia lokalizacyjnego. Rozwiązanie to jest optymalne i premiuje wytwórców chcących realizować inwestycję sprawnie i

			Ponadto proponujemy wydłużenie terminu do 5 lat, co naszym zdaniem będzie odzwierciedlać realne możliwości realizacji inwestycji z uwzględnieniem aktualnych problemów związanych z permittingiem i rozwojem technologii. Proponujemy także, aby doprecyzować określenie „wszystkie czynności wymagane przez prawo, zmierzające do uzyskania pozwolenia na budowę”, którym posługuje się art. 66a ust. 3 ustawy zmienianej. Uważamy, że aby uniknąć wątpliwości w tak kluczowej dla wszystkich projektów sprawie, należy w ustawie przesądzić, że chodzi w tym miejscu o złożenie wniosku o uzyskanie pozwolenia na budowę. W tym samym przepisie proponujemy doprecyzowanie określenia „część lub całość przedsięwzięcia”. Naszym zdaniem powinno zostać jasno wskazane, że chodzi wyłącznie o część lub całość przedsięwzięcia objętego zakresem PSZW. Wskazujemy także, że naszym zdaniem użyte w art. 66a ust. 5 ustawy zmienianej określenie „rozpoczęcie układania kabli” jest nieostre i może sprawić trudności interpretacyjne. Aby wyeliminować rozbieżności w rozumieniu tego przepisu, proponujemy przesądzenie, że układanie kabli rozpoczyna się wraz z dokonaniem pierwszego wpisu w dzienniku budowy morskiej części zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy. Wskazujemy także, że naszym zdaniem terminy, o których mowa w art. 66a ust. 5 ustawy o obszarach morskich RP i administracji morskiej, pozwalające na wygaszenie pozwoleń i uzgodnień, o których mowa w art. 26 i 27 tej ustawy, powinny zostać oderwane od terminów	<u>złożenie wniosku o wydanie pozwolenia na budowę dla całości albo części przedsięwzięcia objętego zakresem pozwolenia, o którym mowa w art. 23 ust. 1</u>, terminy, o których mowa w ust. 2 zdanie pierwsze albo drugie, zostają przedłużone na czas niezbędny do uzyskania pozwolenia na budowę, <u>jednak nie dłuższy niż 2 lata od dnia, w którym upłynął termin na uzyskanie pozwolenia na budowę, o którym mowa w ust. 2 zdanie pierwsze albo drugie.</u> Przedłużenie terminu stwierdza, w drodze decyzji, organ, który wydał pozwolenie.” 3. Nadanie nowego brzmienia art. 66a ust. 4 i 5 ustawy zmienianej: „4. Do pozwoleń, o których mowa w art. 26 ust. 1, i uzgodnień, o których mowa w art. 27 ust. 1, dotyczących zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych lub jego elementów, wydanych przed dniem 1 czerwca 2019 r. za które podmiot, któremu udzielono tego pozwolenia lub uzgodnienia, uiścił przed dniem 1 czerwca 2019 r. opłatę, o której mowa w art. 27b ust. 1 pkt 1, nie stosuje się art. 26 ust. 6. 5. Jeżeli w okresie 20 lat od dnia wydania pozwolenia lub uzgodnienia, o którym mowa w ust. 4, nie dokonano pierwszego wpisu w dzienniku budowy kabli wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych lub jego elementów, organ,	terminowo. Wytwórcy nierzetelni, nie podejmujący działań zmierzających do sprawnej realizacji inwestycji nie powinni uzyskiwać przywileju jakim jest wydłużenie terminu na uzyskanie pozwolenia na budowę bez utraty pozwolenia lokalizacyjnego. W odniesieniu do proponowanej zmiany ust. 3 należy wskazać, że złożenie samego wniosku o uzyskanie pozwolenia na budowę nie gwarantuje dopełnienia wszystkich formalności związanych z uzyskaniem tego pozwolenia, np. dołączenia projektu oraz nie jest przesądzające o zaawansowaniu inwestora w realizację przedsięwzięcia. Obecne przepisy są wystarczające i umożliwiają wydłużenie czasu na uzyskanie pozwolenia na budowę wyłącznie dla podmiotów, które faktycznie wykazują starania realizacji inwestycji w najszybszym możliwym harmonogramie. Jednocześnie MKiŚ zgadza się z tym, że w art. 66a ust. 3 należy doprecyzować, że odnosi się on do czynności wymaganych przez prawo, zmierzających do uzyskania pozwolenia na budowę dla całości albo części przedsięwzięcia objętego pozwoleniem, o którym mowa w ust. 1.

			związanych z morską farmą wiatrową, a powinny zostać ustalone samoistnie. W pierwszej kolejności proponujemy, aby termin na rozpoczęcie prac (rozumiany jako pierwszy wpis do dziennika budowy) w ramach najstarszych pozwoleń i uzgodnień (wydanych i opłaconych przed 1 czerwca 2019 r.) został wydłużony do 20 lat od dnia ich wydania. Alternatywnie, proponujemy zmianę ust. 5 w taki sposób, aby wygaszenie najstarszych pozwoleń i uzgodnień było możliwe w przypadku przekroczenia 5-letniego terminu na uzyskanie pozwolenia na budowę dla zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy odpowiednio od: 1) dnia wydania decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1 ustawy zmienianej – w przypadku projektów tzw. I fazy 2) udziału w aukcjach dla morskich farm wiatrowych, o których mowa w ustawie zmienianej oraz aukcji interwencyjnej, o której mowa w ustawie zmieniającej – w przypadku projektów tzw. II fazy.	który wydał te pozwolenia lub uzgodnienia, stwierdza, w drodze decyzji, ich wygaśnięcie.” <u>alternatywne brzmienie ust. 5:</u> „5. Jeżeli podmiot, o którym mowa w ust. 1, nie uzyskał pozwolenia na budowę dla objętego pozwoleniami lub uzgodnieniami, o których mowa w ust. 4, zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych lub jego elementów, w terminie 5 lat od: a) dnia wydania decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych - w przypadku podmiotu, który ubiegał się o prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 tej ustawy, b) udziału w aukcjach, o których mowa w art. 29 ust. 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych lub aukcji interwencyjnej, o której mowa w art. 13 ustawy z dnia... - w przypadku podmiotu, który ubiegał się o prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych - organ, który wydał te pozwolenia lub uzgodnienia, stwierdza, w drodze decyzji, ich wygaśnięcie.”	

272.	Art. 2 pkt 7 – dot. art. 66a ust. 2 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Obecnie obowiązujące przepisy określają termin 15 lat na uzyskanie pozwolenia na budowę w przypadku pozwoleń na wznoszenie sztucznych wysp, dla których podmiot, któremu udzielono tego pozwolenia, uiścił opłatę od PSzW przed dniem 1 czerwca 2019 r. Projektodawca planuje w projekcie uwzględnić również sytuację, w której wytwórca planuje wziąć udział z ww. pozwoleniem w aukcji, stąd postulujemy wskazanie 5-letniego terminu od dnia rozstrzygnięcia aukcji, co koresponduje z obecnie przewidzianym okresem na uzyskanie pozwolenia na budowę morskiej farmy wiatrowej.	W art. 66a w ust. 2 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej dodawane zdanie drugie otrzymuje brzmienie: „2. W przypadku podmiotu, o którym mowa w ust. 1, który ubiegał się o prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, okres, o którym mowa w zdaniu pierwszym wynosi 5 lat od udziału w aukcjach, o których mowa w art. 29 ust. 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.”,	Uwaga nieuwzględniona W projekcie uwzględniono możliwość wydłużenia terminu na uzyskanie pozwolenia na budowę dla morskiej farmy wiatrowej wyłącznie dla inwestorów, którzy faktycznie wykazują starania realizacji inwestycji w najszybszym możliwym harmonogramie. Inwestorzy w harmonogramach przedstawianych ministerstwu wskazują okres 2-3 lat jako wystarczający do uzyskania pozwolenia na budowę. Aukcje dla morskich farm wiatrowych odbywać się będą w latach 2025, 2027, 2029 oraz 2031, czyli w dwuletnim odstępie czasowym. Zgodnie z założeniami projektu ustawy udział w aukcji umożliwi wytwórcy wydłużenie do 3 lat terminu na uzyskanie pozwolenia na budowę bez utraty pozwolenia lokalizacyjnego. Rozwiązanie to jest optymalne i premiuje wytwórców chcących realizować inwestycję sprawnie i terminowo. Wytwórcy nierzetelni, nie podejmujący działań zmierzających do sprawnej realizacji inwestycji nie powinni uzyskiwać przywileju jakim jest wydłużenie terminu na uzyskanie pozwolenia na budowę bez utraty pozwolenia lokalizacyjnego.
273.	Art. 2 pkt 7 – dot. art. 66a ust. 2 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i	GK ORLEN	Zgodnie z art. 66a ust. 1-2 ustawy o obszarach morskich, podmiot który uzyskał PSzW przed 1 czerwca 2019 r., ma 15 lat od tego terminu na uzyskanie pozwolenia na budowę, ponieważ inaczej pozwolenie PSzW wygaśnie. Z kolei jeśli w tym okresie nie zostanie również rozpoczęte układanie kabli, to i pozwolenia na nie wygasają. W	Proponujemy zawężenie przepisu do jedynie trzech aukcji, w taki sposób, że w przypadku niewygrania przez ww. podmiot aukcji w 2025 r. lub aukcji interwencyjnej lub aukcji w 2027 r. termin na uzyskanie pozwolenia na budowę wynosi 3 lata, a w przypadku wygrania aukcji 5 lat.	Uwaga nieuwzględniona W projekcie uwzględniono możliwość wydłużenia terminu na uzyskanie pozwolenia na budowę dla morskiej farmy wiatrowej wyłącznie dla inwestorów, którzy faktycznie wykazują starania realizacji inwestycji

	administracji morskiej		art. 2 pkt 7 projektu zaproponowano, aby podmiot ww. wyżej miał 3 lata na uzyskanie pozwolenia na budowę od udziału w aukcjach. Proponowane brzmienie przepisu sugeruje, że nie musi takiej aukcji wygrać, a jedynie przystąpić. Uważamy, że terminy dotyczące ważności PSZW, a także pozwoleń dotyczących zespołu urządzeń do wyprowadzenia mocy powinny być ze sobą powiązane, a także uzależnione od tego, czy dany podmiot wygrywa aukcję, tak aby przeciwdziałać scenariuszom blokowania mocy przyłączeniowych oraz tras na wyprowadzenie kabli nawet do roku 2034 (aukcja 2031 plus 3 lata), przez projekty, które nie podejmują decyzji inwestycyjnych.	W art. 66a po ust. 2 proponuje się dodanie ustępów 2a oraz 2b: „2a. Okres, o którym mowa ust. 2, w przypadku podmiotu, który ubiegał się o prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych w aukcjach, wynosi: 1) 3 lata - w przypadku niewygrania aukcji w 2025 r. przez ten podmiot lub aukcji interwencyjnej, o której mowa w art. 13 ustawy..... oraz w przypadku, gdy aukcji w 2025 r. lub aukcji interwencyjnej, o której mowa w art. 13 ustawy..... lub aukcji w 2027 r. nie przeprowadza się, 2) 5 lat - w przypadku wygrania przez ten podmiot aukcji w 2025 r. lub aukcji interwencyjnej, o której mowa w art. 13 ustawy..... lub aukcji w 2027 r. 2b. Okres, o którym mowa w ust. 2a liczy się od daty aukcji w przypadku przeprowadzenia aukcji lub planowanej daty aukcji, której nie przeprowadzono.”	w najszybszym możliwym harmonogramie. Inwestorzy w harmonogramach przedstawianych ministerstwu wskazują okres 2-3 lat jako wystarczający do uzyskania pozwolenia na budowę. Aukcje dla morskich farm wiatrowych odbywać się będą w latach 2025, 2027, 2029 oraz 2031, czyli w dwuletnim odstępie czasowym. Zgodnie z założeniami projektu ustawy udział w aukcji umożliwi wytwórcy wydłużenie do 3 lat terminu na uzyskanie pozwolenia na budowę bez utraty pozwolenia lokalizacyjnego. Rozwiązanie to jest optymalne i premiuje wytwórców chcących realizować inwestycję sprawnie i terminowo. Wytwórcy nierzetelni, nie podejmujący działań zmierzających do sprawniej realizacji inwestycji nie powinni uzyskiwać przywileju jakim jest wydłużenie terminu na uzyskanie pozwolenia na budowę bez utraty pozwolenia lokalizacyjnego.
274.	Art. 2 pkt 7 lit. a – dot. art. 66a ust. 2 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	PGE S.A.	Obecnie obowiązujące przepisy określają termin 15 lat na uzyskanie pozwolenia na budowę w przypadku pozwoleń na wznoszenie sztucznych wysp, dla których podmiot, któremu udzielono tego pozwolenia, uiszczył opłatę od PSZW przed dniem 1 czerwca 2019 r. Projektodawca planuje w projekcie uwzględnić również sytuację, w której wytwórca planuje wziąć udział z ww. pozwoleniem w aukcji, stąd postulujemy wskazanie 5-letniego terminu od dnia rozstrzygnięcia aukcji, co koresponduje z obecnie przewidzianym okresem na uzyskanie pozwolenia na budowę morskiej farmy wiatrowej.	W art. 66a w ust. 2 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej dodawane zdanie drugie otrzymuje brzmienie: „2. W przypadku podmiotu, o którym mowa w ust. 1, który ubiegał się o prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, okres, o którym mowa w zdaniu pierwszym wynosi 5 lat od udziału w aukcjach, o których mowa w art. 29 ust. 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o	Uwaga nieuwzględniona W projekcie uwzględniono możliwość wydłużenia terminu na uzyskanie pozwolenia na budowę dla morskiej farmy wiatrowej wyłącznie dla inwestorów, którzy faktycznie wykazują starania realizacji inwestycji w najszybszym możliwym harmonogramie. Inwestorzy w harmonogramach przedstawianych ministerstwu wskazują okres 2-3 lat jako wystarczający do uzyskania pozwolenia na budowę.

				promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.”,	Aukcje dla morskich farm wiatrowych odbywać się będą w latach 2025, 2027, 2029 oraz 2031, czyli w dwuletnim odstępie czasowym. Zgodnie z założeniami projektu ustawy udział w aukcji umożliwi wytwórcy wydłużenie do 3 lat terminu na uzyskanie pozwolenia na budowę bez utraty pozwolenia lokalizacyjnego. Rozwiązanie to jest optymalne i premiuje wytwórców chcących realizować inwestycję sprawnie i terminowo. Wytwórcy nierzetelni, nie podejmujący działań zmierzających do sprawnej realizacji inwestycji nie powinni uzyskiwać przywileju jakim jest wydłużenie terminu na uzyskanie pozwolenia na budowę bez utraty pozwolenia lokalizacyjnego.
275.	Art. 2 pkt 7 lit. c – dot. art. 66a ust. 3, 4 i 5 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	PSEW	Proponujemy także, aby doprecyzować określenie „wszystkie czynności wymagane przez prawo, zmierzające do uzyskania pozwolenia na budowę”, którym posługuje się art. 66a ust. 3 ustawy zmienianej. Uważamy, że aby uniknąć wątpliwości w tak kluczowej dla wszystkich projektów sprawie, należy w ustawie przesądzić, że chodzi w tym miejscu o złożenie wniosku o uzyskanie pozwolenia na budowę. W tym samym przepisie proponujemy doprecyzowanie określenia „część lub całość przedsięwzięcia”. Naszym zdaniem powinno zostać jasno wskazane, że chodzi wyłącznie o część lub całość przedsięwzięcia objętego zakresem PSZW. Należy zauważyć, że w konsekwencji projektowanych zmian w ustawie <i>offshore</i> (dodanie art. 3a), konstrukcja art. 66a w odniesieniu do ważności pozwoleń i uzgodnień dla zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, niesłusznie wiąże	Nadanie nowego brzmienia art. 66a ust. 3, 4 i 5 ustawy zmienianej: „3. Jeżeli podmiot, o którym mowa w ust. 1, nie później niż 60 dni przed upływem okresu, o którym mowa w ust. 2 zdanie pierwsze albo drugie, złoży organowi, który wydał pozwolenie, wyjaśnienia na piśmie i dokumenty potwierdzające złożenie wniosku o wydanie pozwolenia na budowę dla całości albo części przedsięwzięcia objętego zakresem pozwolenia, o którym mowa w art. 23 ust. 1, terminy, o których mowa w ust. 2 zdanie pierwsze albo drugie, zostają przedłużone na czas niezbędny do uzyskania pozwolenia na budowę, jednak nie dłuższy niż 2 lata od dnia, w którym upłynął termin na uzyskanie pozwolenia na budowę, o którym mowa w ust. 2 zdanie pierwsze albo drugie. Przedłużenie terminu stwierdza, w drodze decyzji, organ, który wydał pozwolenie.	Uwaga uwzględniona częściowo Złożenie samego wniosku o uzyskanie pozwolenia na budowę nie gwarantuje dopełnienia wszystkich formalności związanych z uzyskaniem tego pozwolenia, np. dołączenia projektu oraz nie jest przesądzające o zaawansowaniu inwestora w realizację przedsięwzięcia. Obecne przepisy są wystarczające i umożliwiają wydłużenie czasu na uzyskanie pozwolenia na budowę wyłącznie dla podmiotów, które faktycznie wykazują starania realizacji inwestycji w najszybszym możliwym harmonogramie. Jednocześnie MKiŚ zgadza się z tym, że w art. 66a ust. 3 należy doprecyzować, że odnosi się on do czynności wymaganych przez prawo, zmierzających do uzyskania

		ważność tych pozwoleń z ważnością PSzW. Postulujemy zatem zmianę brzmienia ust. 3, 4 i 5. Odejście od powiązania terminów ważności pozwoleń kablowych z ważnością PSzW, jest zasadne, skoro projektodawca postanowił umożliwić współdzielenie przez więcej niż jedną MFW tej samej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub ich elementów, na gruncie projektowanego art. 3a ustawy <i>offshore</i>. Proponujemy wprowadzenie wzorowanego na brzmieniu art. 66a ust. 1, jasnego, niezależnego od ważności PSzW, terminu 20 lat na rozpoczęcie układania kabli od dnia wydania tego pozwolenia lub uzgodnienia. Rozwiązanie to ma na celu zwiększenie przewidywalności dla inwestorów w morskie farmy wiatrowe, którzy otrzymali pozwolenia przed wskazanym w przepisie przejściowym terminem, jednocześnie zapobiegając blokowaniu terenów morskich przez projekty, które nie są realizowane. Proponowane zmiany uwzględniają również fakt, że pozwolenia kablowe i PSzW wydane przed 1 czerwca 2019 r. mogą być w rękach różnych podmiotów (SPV) w ramach jednej grupy kapitałowej lub różnych podmiotów, które korzystają wspólnie z uprawnienia wprowadzonego na gruncie projektowanych zmian. Wskazujemy także, że naszym zdaniem użyte w art. 66a ust. 5 ustawy zmienianej określenie „rozpoczęcie układania kabli” jest nieostre i może sprawić trudności	4. Dla pozwoleń, o których mowa w art. 26 ust. 1, i uzgodnień, o których mowa w art. 27 ust. 1, dotyczących zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych lub jego elementów, wydanych przed dniem 1 czerwca 2019 r. za które podmiot, któremu udzielono tego pozwolenia lub uzgodnienia, uiszczył przed dniem 1 czerwca 2019 r. opłatę, o której mowa w art. 27b ust. 1 pkt 1, nie stosuje się art. 26 ust. 6. 5. Jeżeli w okresie 20 lat od dnia wydania pozwolenia lub uzgodnienia, o którym mowa w ust. 4, nie dokonano pierwszego wpisu w dzienniku budowy kabli wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych lub jego elementów, organ, który wydał te pozwolenia i uzgodnienia, stwierdza, w drodze decyzji, ich wygaśnięcie.”	pozwolenia na budowę dla całości albo części przedsięwzięcia objętego pozwoleniem, o którym mowa w ust. 1. W odniesieniu do postulowanych zmian w ust. 4 i 5 należy wskazać, że terminy dotyczące ważności pozwoleń lokalizacyjnych dla MFW, a także pozwoleń lokalizacyjnych dla zespołu urządzeń do wyprowadzenia mocy powinny być ze sobą powiązane. Uzależnienie ich ważności od udziału w aukcji jest także słuszne, gdyż nie daje przywilejów podmiotom nierzetelnym, które nie realizują sprawnie swojej inwestycji. Zaproponowane w projekcie rozwiązania zapobiegają blokowaniu najkorzystniejszych obszarów do wyprowadzenia mocy z morskich farm przez projekty, które nie podejmują decyzji inwestycyjnych.

			interpretacyjne. Aby wyeliminować rozbieżności w rozumieniu tego przepisu, proponujemy aby przesądzić, że układanie kabli rozpoczyna się wraz z dokonaniem pierwszego wpisu w dzienniku budowy morskiej części zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy. Określenie terminu ważności PUUK/UUUK wydanych przed 1 czerwca 2019 na 20 lat jest uzasadnione także odejściem od proponowanego w projekcie rozwiązania, zgodnie z którym ważność pozwoleń i uzgodnień kablowych jest przedłużana każdorazowo po udziale w aukcji jako konsekwencja przedłużenia ważności PSZW. Na gruncie projektowanej ustawy „rolowanie” ważności PUUK/UUUK mogłoby sięgnąć 2038 r. Proponowana zmiana pozwoli jasno i prosto uregulować kwestię ważności pozwoleń i uzgodnień kablowych, całkowicie rezygnując z wiązania ich ważności z ważnością PSZW. Jednocześnie wskazujemy, że w zakresie tej uwagi GK ORLEN wyraża zdanie odrębne. W opinii GK ORLEN, terminy dotyczące ważności PSZW, a także pozwoleń dotyczących zespołu urządzeń do wyprowadzenia mocy powinny być ze sobą powiązane, a także uzależnione od tego, czy dany podmiot wygrywa aukcję, tak aby przeciwdziałać scenariuszom blokowania mocy przyłączeniowych oraz tras na wyprowadzenie kabli nawet do roku 2036 (aukcja 2031 plus 5 lat), przez projekty, które nie podejmują decyzji inwestycyjnych. W związku z powyższym, GK ORLEN nie popiera zaproponowanych w uwadze przepisów PSEW dotyczących ust. 4 i 5.		
276.	Art. 2 pkt 7 lit. c – dot. art. 66a ust. 5 ustawy z dnia	RWE Offshore Wind Poland	Zaproponowane brzmienie art. 66a ust. 5 adresuje potrzeby inwestorów, którzy	Proponowane brzmienie ust. 4-5:	Uwaga nieuwzględniona

	21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej		zamierzają ubiegać się o prawo do pokrycia ujemnego salda. Należy jednak zauważyć, że w konsekwencji projektowanych zmian w <i>ustawie offshore</i> (dodanie art. 3a), konstrukcja art. 66a w odniesieniu do ważności pozwoleń i uzgodnień dla zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, niesłusznie wiąże ważność tych pozwoleń z ważnością PSzW. Postulujemy zatem zmianę brzmienia ust. 4 i 5. Uzasadnienie Proponowane zmiany mają na celu uproszczenie i doprecyzowanie zasad i terminów ustawowych dotyczących ważności wydanych przed 1 czerwca 2019 r. pozwoleń i uzgodnień dla zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, biorąc pod uwagę projektowane zmiany w <i>ustawie offshore</i> (dodanie art. 3a). W kontekście powyższej zmiany, jak i potrzeby dynamicznego rozwoju morskiej energetyki wiatrowej, nie jest zasadne dalsze powiązanie terminów ważności pozwoleń na PUUK/UUUK i PSzW, jak to ma miejsce obecnie na gruncie art. 66a. Proponujemy zatem wprowadzenie wzorowanego na brzmieniu art. 66a ust. 1, jasnego, niezależnego od ważności PSzW, terminu 20 lat na rozpoczęcie układania kabli od dnia wydania tego pozwolenia lub uzgodnienia. Rozwiązanie to ma na celu zwiększenie przewidywalności dla inwestorów w morskie farmy wiatrowe, którzy otrzymali pozwolenia przed wskazanym w przepisie przejściowym	„4. Dla pozwoleń, o których mowa w art. 26 ust. 1, i uzgodnień, o których mowa w art. 27 ust. 1, dotyczących zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych lub jego elementów, wydanych przed dniem 1 czerwca 2019 r. za które podmiot, któremu udzielono tego pozwolenia lub uzgodnienia, uiszczył przed dniem 1 czerwca 2019 r. opłatę, o której mowa w art. 27b ust. 1 pkt 1, nie stosuje się art. 26 ust. 6. 5. Jeżeli w okresie 20 lat od dnia wydania pozwolenia lub uzgodnienia, o którym mowa w ust. 4, nie dokonano pierwszego wpisu w dzienniku budowy kabli wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych lub jego elementów, organ, który wydał te pozwolenia i uzgodnienia, stwierdza, w drodze decyzji, ich wygaśnięcie.”	W odniesieniu do postulowanych zmian w ust. 4 i 5 należy wskazać, że terminy dotyczące ważności pozwoleń lokalizacyjnych dla MFW, a także pozwoleń lokalizacyjnych dla zespołu urządzeń do wyprowadzenia mocy powinny być ze sobą powiązane. Uzależnienie ich ważności od udziału w aukcji jest także słuszne, gdyż nie daje przywilejów podmiotom nierzetelnym, które nie realizują sprawnie swojej inwestycji. Zaproponowane w projekcie rozwiązania zapobiegają blokowaniu najkorzystniejszych obszarów do wyprowadzenia mocy z morskich farm przez projekty, które nie podejmują decyzji inwestycyjnych.

		terminem, jednocześnie zapobiegając blokowaniu terenów morskich przez projekty, które nie są realizowane. Odejście od powiązania terminów ważności pozwoleń kablowych z ważnością PSzW, jest tym bardziej zasadne, skoro projektodawca postanowił umożliwić współdzielenie przez więcej niż jedną MFW tej samej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub ich elementów, na gruncie projektowanego art. 3a ustawy <i>offshore</i>. Proponowane zmiany uwzględniają również fakt, że pozwolenia kablowe i PSzW wydane przed 1 czerwca 2019 r. mogą być w rękach różnych podmiotów (SPV) w ramach jednej grupy kapitałowej lub różnych podmiotów, które korzystają wspólnie z uprawnienia wprowadzonego na gruncie projektowanego art. 3a. Należy zwrócić uwagę, że na gruncie projektowanej ustawy przedłużanie ważności ważności PUUK/UUUK mogłoby sięgnąć aż 2038 r. Proponowana zmiana pozwoli jasno i prosto uregulować kwestię ważności pozwoleń i uzgodnień kablowych, całkowicie rezygnując z wiązania ich ważności z ważnością PSzW. Wskazujemy także, że naszym zdaniem użyte w art. 66a ust. 5 ustawy zmienianej określenie „rozpoczęcie układania kabli” jest nieostre i może sprawić trudności interpretacyjne. Aby wyeliminować rozbieżności w rozumieniu tego przepisu, proponujemy aby przesądzić, że układanie kabli rozpoczyna się wraz z dokonaniem pierwszego wpisu w dzienniku budowy morskiej części zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.		

277.	Art. 3 – dot. art. 3 pkt 3 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane	Polska Organizacja Biometanu	W ramach wprowadzanych zmian dostosowaniu ulegnie definicja budowli poprzez wskazane <i>expressis verbis</i>, że budowlą są również wyłącznie części budowlane urządzeń technicznych wchodzących w skład instalacji biogazowej i biometanowej. Wskazane doprecyzowanie wyeliminuje pojawiające się wątpliwości odnośnie kwalifikacji tego typu instalacji wytwórczych w celu zapewnienia stabilnego klimatu inwestycyjnego. Będzie to też spójne ze zmianami wprowadzonymi w tym zakresie w ramach ustawa z dnia 19 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o podatku rolnym, ustawy o podatkach i opłatach lokalnych oraz ustawy o opłacie skarbowej (Dz. U. z 2024 r. poz. 1757)	„a także części budowlane urządzeń technicznych (kotłów, pieców przemysłowych, elektrowni jądrowych, elektrowni wiatrowych, biogazowni lub biometanowni , stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu i innych urządzeń), w tym elementy przejściowe morskich turbin wiatrowych oraz fundamenty pod maszyny i urządzenia, w tym pod morskie turbiny wiatrowe,”	Uwaga kierunkowo uwzględniona Przedstawioną propozycję doprecyzowania definicji „budowli” zawartej w ustawie – Prawo budowlane należy uzupełnić o biogazownie rolnicze celem zachowania większej spójności z przepisami ustawy z dnia 19 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o podatku rolnym, ustawy o podatkach i opłatach lokalnych oraz ustawy o opłacie skarbowej (Dz. U. z 2024 r. poz. 1757). Jednocześnie podjęte zostaną działania zmierzające do uzupełnienia definicji „budowli” zawartej w ustawie o podatkach i opłatach lokalnych o biometanownie – celem zachowania spójności przepisów dotyczących biogazowni, biogazowni rolniczych oraz biometanowni zawartych w różnych aktach prawnych.
278.	Art. 3 – dot. art. 3 pkt 3 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane	PSEW	Proponowane brzmienie zapisu traktuje elementy przejściowe jako część budowlaną morskich turbin wiatrowych oraz stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu w myśl rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 305/2011 z dnia 9 marca 2011 r. ustanawiającego zharmonizowane warunki wprowadzania do obrotu wyrobów budowlanych. Innymi słowy, elementy przejściowe byłyby traktowane jako wyrób budowlany, do którego wymagana jest deklaracja właściwości użytkowych. Należy jednak wskazać, że Rozporządzenie 305/2011 w części straci moc z dniem 8 stycznia 2026 r., a w całości - w 2040 r., co wynika z nowego Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE)	Proponuje się następujące brzmienie art. 3: „Art. 3. W ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz.U. z 2024 r. poz. 725, 834, 1222, 1847 i 1881) w art. 3 pkt 3 wyrazy „a także części budowlane urządzeń technicznych (kotłów, pieców przemysłowych, elektrowni jądrowych, elektrowni wiatrowych, morskich turbin wiatrowych i innych urządzeń) oraz fundamenty pod maszyny i urządzenia,” zastępuje się wyrazami „a także części budowlane urządzeń technicznych (kotłów, pieców przemysłowych, elektrowni jądrowych, elektrowni wiatrowych, ~~stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu i innych urządzeń~~), w tym ~~elementy przejściowe morskich turbin~~”	Uwaga uwzględniona

		2024/3110, które ustanawia zharmonizowane zasady dotyczące wprowadzania do obrotu wyrobów budowlanych na terenie Unii Europejskiej. W nowej regulacji zmienione zostanie przede wszystkim pojęcie samego wyrobu budowlanego poprzez wyłączenie z jego zakresu półproduktów. W myśl nowej definicji, która wejdzie w życie 8 stycznia 2026 r. wyrobem budowlanym jest uformowany lub bezkształtny element fizyczny, w tym wyrób wydrukowany przestrzennie, lub zestaw, który jest wprowadzony do obrotu, w tym przez dostawę na plac budowy, w celu trwałego wbudowania w obiekt budowlany lub jego część, z wyjątkiem elementów, które muszą najpierw zostać połączone w zestaw lub w inny wyrób budowlany, zanim zostaną w sposób trwały wbudowane w obiekt budowlany (art. 3 pkt 1 Rozporządzenia 2024/3110). Elementy przejściowe morskich turbin wiatrowych oraz stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu są półproduktami wymagającymi wcześniejszego zintegrowania z innymi elementami, by możliwe było zainstalowanie tak przygotowanego komponentu do fundamentów. Oznacza to, że w myśl nowej definicji elementy przejściowe nie będą wyrobem budowlanym, w związku z czym nie będą objęte przepisami Rozporządzenia 2024/3110, co oznaczać będzie niepodleganie pod normy zharmonizowane, a tym samym nie będzie obowiązku deklaracji właściwości użytkowych dla elementów przejściowych. Co więcej, zgodnie z wytycznymi https://ec.europa.eu/docsroom/document/s/5744 opublikowanymi przez Europejski Komitet Normalizacyjny (CEN) wyroby	wiatrowych — oraz fundamenty pod maszyny i urządzenia, w tym pod morskie turbiny wiatrowe oraz stacje elektroenergetyczne zlokalizowane na morzu.”	

			określone jako „<i>structural components for offshore structures</i>”, zostały wyłączone z zakresu zastosowania normy zharmonizowanej EN 1090-1:2009+A1:2011. Mając na względzie zmianę Rozporządzenia 305/2011, a także wytyczne Europejskiego Komitetu Normalizacyjnego, proponuje się, aby nie uwzględniać elementów przejściowych w definicji budowli. Rozwiązanie to skutkuje brakiem konieczności przedłożenia przez inwestora deklaracji właściwości użytkowych dla elementów przejściowych, co usprawni proces permittingowy, a także zapobiegnie sprzecznościom pomiędzy przyjętymi praktykami międzynarodowymi, a polskimi przepisami. Proponuje się również doprecyzowanie, że budowlą są jedynie fundamenty pod stacje elektroenergetyczne zlokalizowane na morzu (w celu uniknięcia wątpliwości co jest częścią budowlaną stacji, a co nie).		
279.	Art. 3 – dot. art. 3 pkt 3 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane	GK ORLEN	Proponowane brzmienie zapisu traktuje elementy przejściowe jako część budowlaną morskich turbin wiatrowych oraz stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu w myśl rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 305/2011 z dnia 9 marca 2011 r. ustanawiającego zharmonizowane warunki wprowadzania do obrotu wyrobów budowlanych. Innymi słowy, elementy przejściowe byłyby traktowane jako wyrób budowlany, do którego wymagana jest deklaracja właściwości użytkowych. Należy jednak wskazać, że Rozporządzenie 305/2011 w części straci moc z dniem 8 stycznia 2026 r., a w całości - w 2040 r., co	Proponuje się następujące brzmienie art. 3: „Art. 3. W ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz.U. z 2024 r. poz. 725, 834, 1222, 1847 i 1881) w art. 3 pkt 3 wyrazy „a także części budowlane urządzeń technicznych (kotłów, pieców przemysłowych, elektrowni jądrowych, elektrowni wiatrowych, morskich turbin wiatrowych i innych urządzeń) oraz fundamenty pod maszyny i urządzenia,” zastępuje się wyrazami „a także części budowlane urządzeń technicznych (kotłów, pieców przemysłowych, elektrowni jądrowych, elektrowni wiatrowych, ~~stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych~~”	Uwaga uwzględniona

		wynika z nowego Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/3110, które ustanawia zharmonizowane zasady dotyczące wprowadzania do obrotu wyrobów budowlanych na terenie Unii Europejskiej. W nowej regulacji zmienione zostanie przede wszystkim pojęcie samego wyrobu budowlanego poprzez wyłączenie z jego zakresu półproduktów. W myśl nowej definicji, która wejdzie w życie 8 stycznia 2026 r. wyrobem budowlanym jest uformowany lub bezkształtny element fizyczny, w tym wyrób wydrukowany przestrzennie, lub zestaw, który jest wprowadzony do obrotu, w tym przez dostawę na plac budowy, w celu trwałego wbudowania w obiekt budowlany lub jego część, z wyjątkiem elementów, które muszą najpierw zostać połączone w zestaw lub w inny wyrób budowlany, zanim zostaną w sposób trwały wbudowane w obiekt budowlany (art. 3 pkt 1 Rozporządzenia 2024/3110). Elementy przejściowe morskich turbin wiatrowych oraz stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu są półproduktami wymagającymi wcześniejszego zintegrowania z innymi elementami, by możliwe było zainstalowanie tak przygotowanego komponentu do fundamentów. Oznacza to, że w myśl nowej definicji elementy przejściowe nie będą wyrobem budowlanym, w związku z czym nie będą objęte przepisami Rozporządzenia 2024/3110, co oznaczać będzie niepodleganie pod normy zharmonizowane, a tym samym nie będzie obowiązku deklaracji właściwości użytkowych dla elementów przejściowych. Co więcej, zgodnie z wytycznymi https://ec.europa.eu/docsroom/document	~~na morzu~~ i innych urządzeń), w tym ~~elementy przejściowe morskich turbin wiatrowych~~ oraz fundamenty pod maszyny i urządzenia, w tym pod morskie turbiny wiatrowe oraz stacje elektroenergetyczne zlokalizowane na morzu.”	

			s/5744 opublikowanymi przez Europejski Komitet Normalizacyjny (CEN) wyroby określone jako „<i>structural components for offshore structures</i>”, zostały wyłączone z zakresu zastosowania normy zharmonizowanej EN 1090-1:2009+A1:2011. Mając na względzie zmianę Rozporządzenia 305/2011, a także wytyczne Europejskiego Komitetu Normalizacyjnego, proponuje się, aby nie uwzględniać elementów przejściowych w definicji budowli. Rozwiązanie to skutkuje brakiem konieczności przedłożenia przez inwestora deklaracji właściwości użytkowych dla elementów przejściowych, co usprawni proces permittingowy, a także zapobiegnie sprzecznościom pomiędzy przyjętymi praktykami międzynarodowymi, a polskimi przepisami. Proponuje się również doprecyzowanie, że budowlą są jedynie fundamenty pod stacje elektroenergetyczne zlokalizowane na morzu (w celu uniknięcia wątpliwości co jest częścią budowlaną stacji, a co nie).		
280.	Art. 4 – dot. art. 7 ust. 1f i ust. 8e ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki	Dodanie po art. 7 ust 1f PE nowego ustępu 1fa oraz dodanie nowego punktu po art. 7 ust. 8e pkt 5) PE Proponowana zmiana wskazuje, że mocą referencyjną przyłączenia jest „łączna moc przyłączeniowa” ustalona przez operatora, a nie prosta suma mocy zainstalowanych instalacji tworzących pooling. Zmiana upraszcza ponadto procedurę zmiany warunków przyłączenia w przypadku dołączenia kolejnej instalacji OZE lub magazynu do istniejącego punktu przyłączenia (bez konieczności unieważniania obecnej umowy i przechodzenia pełnej ścieżki WP od nowa).	W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. z 2024 r. poz. 266, 834, 859, 1681, 1847 i 1881) w art. 7 dodaje się nowe ust. 1fa oraz ust. 8e pkt 6) o następującej treści: 1fa. W przypadku przyłączenia w jednym punkcie dwóch lub więcej instalacji odnawialnego źródła energii z magazynem energii lub bez magazynu energii, przyjmuje się jako moc przyłączeniową górny limit sumarycznej pracy równoczesnej tych instalacji, określony w umowie o przyłączenie do sieci. 6) W przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci	Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu.

			Proponowana zmiana jest zgodna z wymogami dyrektywy RED III.	elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV sporządza się ekspertyzę wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem przyłączenia do jednego punktu kolejnej instalacji odnawialnego źródła energii w ramach ustalonej mocy przyłączeniowej, pod warunkiem, że nie wzrasta moc przyłączeniowa w punkcie przyłączenia.	
281.	Art. 4 – dot. art. 7 ust. 8d ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki	Wykreślenie pkt 1) z art. 7 ust. 8d PrEn - rezygnacja z wymogu przedkładania tytułu planistycznego. Weryfikacja tytułu planistycznego stanowi niecelową procedurę na etapie przyłączeniowym. Jak wskazuje m.in. PTPiREE, weryfikacja posiadanych tytułów prawnych oraz decyzji pozwalających na lokalizację źródła może zajmować nawet 1-2 tygodnie w procesie przyłączeniowym.	W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. z 2024 r. poz. 266, 834, 859, 1681, 1847 i 1881) w art. 7 usuwa się ust. 8d.	Uwaga nieuwzględniona Podnoszona kwestia ujęta jest w ramach projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, o numerze w wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów UC84.
282.	Art. 4 – dot. art. 7 ust. 8ga ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki	Wprowadzenie odpowiedzialności finansowej za niedotrzymywanie przez operatorów ustawowych terminów na wydanie warunków przyłączenia – nowy ust. 8 ga. Z uwagi na brak narzędzi mobilizujących operatorów do terminowego wydawania decyzji, wprowadzenie kary za opóźnienie w procedowaniu wniosku o wydanie warunków przyłączenia (podobnej do kary z art. 35 ust. 6 PrBud) może skutecznie przyczynić się do przestrzegania terminów wskazanych w art. 7 ust. 8g PrEn.	W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. z 2024 r. poz. 266, 834, 859, 1681, 1847 i 1881) w art. 7 dodaje się nowy ust. 8ga o następującej treści: 8ga. W przypadku niedotrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne właściwego terminu na wydanie warunków przyłączenia do sieci wskazanego w ust. 8g pkt 1–7, podmiotowi ubiegającemu się o wydanie warunków przyłączenia przysługuje zryczałtowane odszkodowanie w wysokości 500 zł za każdy dzień opóźnienia, począwszy od dnia następującego po dniu, w którym upłynął ustawowy termin na wydanie warunków przyłączenia.	Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu.
283.	Art. 4 – dot. art. 7 ust. 8l ustawy z dnia 10 kwietnia	Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki	Zmiana okresu publikacji aktualizacji informacji o których mowa w art. 7 ust. 8l pkt 2) PrEn – co najmniej raz na kwartał na co najmniej raz na miesiąc.	W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. z 2024 r. poz.	Uwaga nieuwzględniona Podnoszona kwestia ujęta jest w ramach projektu ustawy o zmianie

	1997 r. – Prawo energetyczne		Zobowiązanie operatorów do częstszej publikacji informacji przyczyni się do zmniejszenia liczby „ślepych” wniosków o przyłączenie oraz efektywniejszego wykorzystania zasobów sieciowych.	266, 834, 859, 1681, 1847 i 1881) w art. 7 ust. 8l ostatnie zdanie przyjmuje brzmienie: <i>Informacje te przedsiębiorstwo aktualizuje co najmniej raz na miesiąc, uwzględniając dokonaną rozbudowę i modernizację sieci oraz realizowane i będące w trakcie realizacji przyłączenia oraz zamieszcza na swojej stronie internetowej.</i>	ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, o numerze w wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów UC84.
284.	Art. 4 – dot. art. 9 ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki	Dodanie do art. 9 ust. 4 PE nowego punktu po pkt 15) - wprowadzenie jednolitego wzoru wniosku dla wszystkich operatorów w drodze załącznika do rozporządzenia Liczne powtarzające się wezwania do uzupełnień wniosków, różnice praktyk między operatorami i brak jednolitego systemu IT prowadzą do przewlekłości, dodatkowych kosztów i niepewności inwestycyjnej. Ujednolicenie treści wniosku wychodzi naprzeciwko potrzebom rynkowym oraz spełnia cele dyrektywy RED III w zakresie uproszczenia procedur administracyjnych. Dodatkowo konieczna jest również cyfryzacja procedury wnioskowania poprzez potwierdzanie przez system np. kompletności złożonego wniosku.	W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. z 2024 r. poz. 266, 834, 859, 1681, 1847 i 1881) w art. 9 ust. 4 dodaje się pkt 16) o następującym brzmieniu: 16) Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 3, powinno określać w szczególności jednolity wzór wniosku o wydanie warunków przyłączenia wiążący operatorów systemów elektroenergetycznych.	Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu.
285.	Art. 4 – dot. art. 9c ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej	<u>Potrzeba i cel regulacji – podsumowanie</u> W dzisiejszym systemie rekompensat z tytułu nierynkowego redysponowania, zdecydowana większość długoterminowych umów PPA otrzymuje rekompensatę wielokrotnie mniejszą niż utracony przychód ze sprzedaży (rekompensata jest wyliczana wg cen rynku bilansującego w godzinach redysponowania, zwykle jest to nie więcej niż kilkadziesiąt PLN / MWh vs. cena w PPA na poziomie kilkuset PLN/ MWh). Jest to podejście odmienne od rekompensat dla projektów OZE w systemie CFD, które	W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 716, z późn. zm.) w art. 9c po ust. 7q dodaje się ust. 7r – 7za w brzmieniu: „7r. W przypadku wyłączenia jednostki wytwórczej wykorzystującej energię wiatru lub słońca lub zmniejszenia mocy wytwarzanej przez tę jednostkę wytwarzającą, lub wyłączenia magazynu energii elektrycznej lub zmiany mocy wprowadzanej przez ten magazyn, w wyniku wydania przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego polecenia, o którym	Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu.

		uwzględniają utracony przychód z rozliczenia ceny zabezpieczonej w aukcji CFD. Taka sytuacja stwarza fundamentalne zagrożenie dla atrakcyjności umów PPA stanowiących obok CFD kluczowy element umożliwiający pozyskiwanie długoterminowego finansowania na realizację projektów OZE. Rynek PPA jest konieczny jako alternatywna do publicznych systemów wsparcia OZE i umożliwienie inwestycji w nowe moce OZE na warunkach czysto komercyjnych (co jest celem polityki energetycznej UE). Dla zdecydowanej większości PPA, rozliczenie wolumenu sprzedaży następuje wg tzw. zasady pay-as-produce co oznacza że przedmiotem rozliczenia jest ilość e.e. faktycznie wyprodukowana i wprowadzona do sieci, zgodnie z pomiarami licznika. Umowy „licznikowe” są międzynarodowym standardem na rynku PPA i są wymagane przez odbiorców, którzy pragną się rozliczać za energię faktycznie wyprodukowaną w dedykowanych im instalacjach OZE. Zmiana systemu rekompensat wynikająca z zasad nowego WDB uszczelni wprawdzie zasady rozliczenia kosztów niezbilansowania powstałych w wyniku redysponowania, ale jednocześnie dodatkowo pogorszy sytuację umów „licznikowych” (pay-as-produce) tzn. wytwórca nie otrzyma żadnej rekompensaty za utracone przychody ze sprzedaży (ani wynagrodzenia od odbiorcy ani od rekompensaty od operatora) W związku z tym konieczna jest interwencja ustawowa, która w odniesieniu	mowa w ust. 7a lub 7b, na potrzeby dokonania rozliczenia za energię elektryczną z takiej jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej w ramach zawartej umowy sprzedaży lub umowy mającej charakter instrumentu finansowego, w której podstawą ustalenia należności za energię elektryczną lub rozliczenia instrumentu finansowego jest ilość energii elektrycznej zarejestrowana przez układy pomiarowo-rozliczeniowe, za ilość energii elektrycznej wytworzonej w tej jednostce wytwórczej lub wprowadzonej przez ten magazyn energii elektrycznej, przyjmuje się ilość energii elektrycznej określoną zgodnie z ust. 7s. 7s. Na potrzeby rozliczenia za energię elektryczną, w przypadku umów, o których mowa w ust. 7r, dla okresu, w którym jednostka wytwórcza wykorzystująca energię wiatru lub słońca lub magazyn energii elektrycznej zostały objęte poleceniem, o którym mowa w ust. 7a lub 7b, przyjmuje się ilość energii elektrycznej zarejestrowaną przez układy pomiarowo – rozliczeniowe i wprowadzoną do sieci elektroenergetycznej, powiększoną o ilość energii elektrycznej niewyprodukowanej w wyniku takiego polecenia, określoną przez właściwego operatora systemu elektroenergetycznego zgodnie z warunkami instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1. 7t. Dla przypadków wydania przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego polecenia, o którym mowa w ust. 7a lub 7b, w tym dotyczących jednostek wytwórczych lub	

		do umów „licznikowych” spowoduje, dokonanie rozliczenia odbiorcy z wytwórcą również za energię, która byłaby wyprodukowana gdyby nie redysponowanie. <u>Potrzeba i cel regulacji – aspekty szczegółowe</u> Planowana zmiana Warunków Dotyczących Bilansowania (WDB) wprowadzi modyfikację zasad rekompensowania negatywnych skutków finansowych dla wytwórców e.e./operatorów magazynów e.e. wynikających z tzw. nierynkowego redysponowania (poleceń operatorów systemów, o których mowa w art. 9c ust. 7a i 7b PE) („Polecenia”) W miejsce rekompensat finansowych na pokrycie kosztów niezbilansowania wynikającego z wykonania Poleczeń, zgodnie z nowymi WDB będzie miała miejsce korekta niezbilansowania => wykonanie Polecenie nie będzie generowało kosztu niezbilansowania => nie będzie potrzeby wypłaty rekompensaty finansowej na pokrycie kosztu niezbilansowania Nowe zasady WDB będą prawidłowo działać dla umów dotyczących sprzedaży e.e. tzw. „grafikowych”, tzn. umów, w których przedmiotem rozliczenia jest ilość e.e. określona w grafiku zgłoszonym do OSP do realizacji (ex ante, przed faktycznym wyprodukowaniem energii), a nie energia faktycznie wyprodukowana i wprowadzona do sieci Umowy „grafikowe” są standardem na klasycznym rynku hurtowym energii elektrycznej	magazynów energii elektrycznej, z których energia elektryczna objęta jest umowami, o których mowa w ust. 7r, warunki dotyczące bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195, określają sposób dokonywania korekty niezbilansowania podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie w ramach bilansowania handlowego, z uwzględnieniem ilości energii elektrycznej niewyprodukowanej w wyniku takiego polecenia określonej przez właściwego operatora systemu elektroenergetycznego zgodnie z warunkami instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1. 7u. Korekta niezbilansowania podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie dokonywana zgodnie z postanowieniami warunków dotyczących bilansowania, o których mowa w ust. 7t, nie wyłącza zastosowania ust. 7r-7s. 7v. W przypadkach, o których mowa w ust. 7r -7s, a także w innych przypadkach dokonywania korekty niezbilansowania podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie zgodnie postanowieniami warunków dotyczących bilansowania, o których mowa w ust. 7t, z wyłączeniem przypadku, o którym mowa w ust. 7z, rekompensata finansowa, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 obejmuje wyłącznie przyznane wsparcie finansowe, w ramach mechanizmów, o których mowa w art. 69a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, które byłoby otrzymane, gdyby nie wydano polecenia, o którym mowa w ust. 7a lub 7b.	

			W przypadku umowy „grafikowej” nabywca energii płaci wytwórcy za ilość określoną w grafiku; Pod nowymi zasadami WDB różnica między ilością w grafiku a ilością faktycznie wyprodukowaną w wyniku Polecenia (mniejszą niż w grafiku, nawet wynoszącą zero) nie będzie dla wytwórcy generować kosztu niezbilansowania Ograniczenie produkcji w wyniku Polecenia nie będzie generować dla wytwórcy negatywnych skutków finansowych Jednakże na rynku tzw. umów PPA (długoterminowych umów dot. sprzedaży energii elektrycznej zawieranych przez wytwórców OZE z odbiorcami końcowymi lub spółkami obrotu, zapewniających stabilne wieloletnie przychody umożliwiające inwestycje w nowe moce OZE) dominują tzw. umowy „licznikowe” (ang. „pay as produce”) Przedmiotem rozliczenia w PPA „licznikowych” jest ilość e.e. faktycznie wyprodukowana i wprowadzona do sieci, zgodnie z pomiarami licznika W przypadku ograniczenia produkcji w wyniku Polecenia spada (w przypadku wyłączenia instalacji wytwórczej – do zera) ilość energii elektrycznej za którą płaci odbiorca PPA Pod nowymi zasadami WDB wytwórca OZE, który zawarł umowę PPA „licznikową” za ograniczenie produkcji w wyniku wykonania Polecenia nie otrzyma od OSP żadnej rekompensaty finansowej	7w. Przepisy ust. 7r i 7s, stosuje się także w przypadku, gdy wytwórcy lub posiadaczowi magazynu energii elektrycznej nie przysługuje rekompensata finansowa, o której mowa w ust. 7v. 7x. Przepisy ust. 7r-7w stosuje się odpowiednio do instalacji, o której mowa w art. 7 ust. 2f. 7y. Przepisów ust. 7r-7w nie stosuje się w przypadkach, o których mowa w ust. 7g. 7z. Sposób ustalania ilości energii elektrycznej na potrzeby rozliczeń za energię elektryczną, o którym ust. 7s, stosuje się także w przypadku umów, o których mowa w ust. 7r, w których zakupu energii elektrycznej dokonuje sprzedawca zobowiązany w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. W takim przypadku energię elektryczną niewyprodukowaną w wyniku polecenia, o którym mowa w ust. 7a lub 7b, w ilości określonej przez właściwego operatora systemu elektroenergetycznego zgodnie z warunkami instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1, uznaje się za energię wprowadzoną do sieci elektroenergetycznej. 7za. W przypadku zastosowania sposobu ustalania ilości energii elektrycznej na potrzeby rozliczeń określonego w ust. 7z sprzedawca zobowiązany zachowuje możliwość realizacji obowiązków, o których mowa w art. 93 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.”.	

			Wytwórca OZE w wyniku wykonania Polecenia zostanie całkowicie pozbawiony jakiegokolwiek przychodu (za energię, którą wyprodukowałby, gdyby nie Polecenie) – nie otrzyma żadnej płatności od odbiorcy ani rekompensaty od OSP. Potrzeba interwencji ustawodawczej, aby uniknąć dyskryminacji umów PPA „licznikowych” w stosunku do umów „grafikowych” zawieranych na klasycznym rynku hurtowym energii elektrycznej Dyskryminacja taka prowadziłaby do zatrzymania w Polsce rynku PPA Rynek PPA jest konieczny jako alternatywna do publicznych systemów wsparcia OZE i umożliwienie inwestycji w nowe moce OZE na warunkach czysto komercyjnych (co jest celem polityki energetycznej UE) Wprowadzenie zasady, że w umowach „licznikowych” odbiorca rozlicza się z odbiorcą co do zasady za energię faktycznie wyprodukowaną, z wyjątkiem sytuacji wydania Polecenia, kiedy odbiorca będzie się rozliczać z wytwórcą także za ilość energii niewyprodukowanej przez wytwórcę z powodu Polecenia. Około połowa PPA zawieranych jest jako tzw. finansowe PPA, które mają charakter instrumentu finansowego, a nie stricte umowa sprzedaży energii elektrycznej; finansowe PPA muszą być wprost uwzględnione w proponowanych przepisach	Art. [Y] 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego opracuje i przedłoży Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, zwanemu dalej „Prezesem URE”, do zatwierdzenia zmianę instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy zmienianej w art. [X] dostosowującą ją do przepisów ustawy zmienianej w art. [X] w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie później niż w terminie 4 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przedłoży informację o uwagach zgłoszonych przez użytkowników systemu oraz sposobie ich uwzględnienia, wraz z instrukcją lub jej zmianą. 2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego opracuje i przedłoży Prezesowi URE, do zatwierdzenia zmianę warunków dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195 dostosowującą je do przepisów ustawy zmienianej w art. [X] w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie później niż w terminie 4 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przedłoży informację o uwagach zgłoszonych przez użytkowników systemu oraz sposobie ich uwzględnienia, wraz z instrukcją lub jej zmianą. 3. W terminie 4 miesięcy od dnia ogłoszenia zatwierdzonej instrukcji, o której mowa w ust. 1 oraz zmienionych warunków dotyczących bilansowania, o których mowa w ust. 2, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, opracuje i przedłoży Prezesowi URE do zatwierdzenia zmianę instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 dostosowującą ją do	

				przepisów ustawy zmienianej w art. [X] w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przedłoży informację o uwagach zgłoszonych przez użytkowników systemu oraz sposobie ich uwzględnienia, wraz z instrukcją lub jej zmianą. Art. [Z] 1. Przepisy art. 9c ust. 7r-7s ustawy zmienianej w art. [X], w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, stosuje się do umów zawartych po upływie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. 2. Strony umów, o których mowa w art. 9c ust. 7r ustawy zmienianej w art. [X], zawartych przed dniem, o którym mowa w ust.1, dostosują te umowy w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. Art. [ZZ]. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.	
286.	Art. 4 – dot. art. 18 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Miasto Bydgoszcz	Uwzględnić prawo gminy do dysponowania sieciami niskich napięć.	Przepis art. 18 ust. 1 pkt 3 pe nie jest źródłem obowiązku dostarczania przez gminę mieszkańcom energii lub paliw, ale planowania i organizowania zaopatrzenia wspólnoty w taką energię. Organizowanie zaopatrzenia to proces tworzenia i funkcjonowania systemu o szczególnych cechach, złożonego z elementów technicznych i społecznych. Elementy techniczne oznaczają udział gminy w tworzeniu warunków dla powstawania nowych i właściwego wykorzystywania już istniejących urządzeń i instalacji służących zaopatrzeniu w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe. Elementy społeczne to przedsięwzięcia z zakresu działalności informacyjnej i społeczno-organizatorskiej, dotyczącej roli i praw mieszkańców na rynku dostaw energii (por. wyrok SA w Krakowie z	Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu.

				30.09.2016 r., I ACa 1195/15, LEX nr 2157885). Gmina/Miasto nie ma jednak prawnej możliwości „ingerencji” w systemy dystrybucyjne. O ile dla sieci najwyższego/wysokiego czy nawet średniego napięcia takie rozwiązanie znajduje uzasadnienia o tyle brak jest faktycznej i prawnej zasadności pomijania JST w zakresie chociażby doradczym wobec zarządzania sieciami niskiego napięcia.	
287.	Art. 4 – dot. art. 19 ust 5 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Instytut na rzecz Ekorozwoju	W związku z proponowaną nowelizacją przepisów ustawy Prawo Energetyczne w art. 4 ustawy zwracamy uwagę, że zmiany w tej ustawie powinny także dotyczyć uwzględnienia obszarów przyspieszonego rozwoju odnawialnych źródeł energii w planowaniu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na poziomie gmin. Proponujemy zmianę zapisów art. 19, ust 5 ustawy na następujący: „Projekt założeń podlega opiniowaniu przez samorząd województwa w zakresie koordynacji współpracy z innymi gminami, zgodności z „planem obszarów OZE” oraz w zakresie zgodności z polityką energetyczną państwa.”		Uwaga kierunkowo uwzględniona Przepisy zostały dostosowane zgodnie z intencją zawartą w propozycji.
288.	Art. 4 – dot. art. 43i ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	W obecnym stanie prawnym nie istnieją przepisy, które regulowałyby kwestie związaną z tym, co się dzieje z energią elektryczną, która jest wprowadzana do sieci elektroenergetycznej na etapie przed wydaniem ostatecznego pozwolenia na użytkowanie dla jednostki wytwórczej albo magazynu energii elektrycznej oraz przed uzyskaniem stosownej koncesji wymaganej przepisami ustawy – Prawo energetyczne. Przeprowadzenie stosownych testów w zakresie gotowości do pracy oraz synchronizacji z siecią elektroenergetyczną jest niezbędne z technicznego punktu widzenia. Dotychczas nie rozstrzygnięto jednak w	W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266 z późn. zm.) wprowadza się następujące zmiany: 1) po art. 43h dodaje się art. 43i w brzmieniu: „43i. 1. Przedsiębiorca, zobowiązany do uzyskania koncesji w zakresie wytwarzania energii elektrycznej albo magazynowania energii elektrycznej w magazynie energii elektrycznej, może: 1) uczestniczyć w rynku bilansującym; 2) wytwarzać energię elektryczną oraz sprzedawać energię elektryczną wytworzoną w jednostce wytwórczej;	Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu

		krajowym prawodawstwie w jaki sposób zbywana będzie energia elektryczna wprowadzana do sieci w tym okresie. Obecnie kwestia ta działa na zasadzie przyjętej oraz uznawanej przez wszystkich uczestników rynku oraz Prezesa URE praktyki, zgodnie z którą energia elektryczna wprowadzana do sieci elektroenergetycznej jest sprzedawana w ramach tzw. rynku bilansującego. Mając jednak na względzie okoliczności, że w perspektywie najbliższych kilku lat dojdzie do uruchomienia dużych i zarazem istotnych z perspektywy pracy KSE mocy wytwórczych oraz wielkoskalowych magazynów energii elektrycznej, koniecznym jest wypracowanie nowego modelu funkcjonowania jednostek wytwórczych oraz magazynów energii elektrycznej w okresie przed uzyskaniem koncesji. Wynika to przede wszystkim z faktu, że rynek bilansujący jest rynkiem technicznym, służącym zapewnieniu zbilansowania. Nie powinien on być traktowany jako miejsce obrotu energią elektryczną w ujęciu biznesowym, albowiem doprowadziłoby to do wypaczenia celu jego funkcjonowania oraz zaburzyłoby sygnały cenotwórcze, które mają przede wszystkim odzwierciedlać aktualną sytuację bilansową w KSE. Dlatego też przygotowane propozycje zmian adresują powyższe kwestie poprzez doregulowanie możliwości sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w okresie do czasu uzyskania koncesji na różnych rynkach energii elektrycznej w sposób, który uwzględnia również konieczność utrzymania nadzoru Prezesa	3) magazynować energię elektryczną oraz sprzedawać energię elektryczną magazynową w magazynie energii elektrycznej; 4) świadczyć inne usługi na rynkach energii elektrycznej, w tym usługi systemowe lub usługi systemowe nie dotyczące częstotliwości; - od dnia pierwszego wprowadzenia energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej, bez wymaganej przepisami ustawy koncesji, z zastrzeżeniem art. 43j oraz art. 43k ust. 5. 2. Świadczenie usług, o których mowa w ust. 1 pkt 4 oraz uczestnictwo w rynku bilansującym, o którym mowa w tym przepisie, odbywa się w sposób określony w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3, w instrukcjach, metodach, warunkach, wymogach i zasadach, o których mowa w art. 9g ust. 12 i w warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195, oraz instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1. 3. W przypadku, gdy część jednostki wytwórczej albo magazynu energii elektrycznej może odpowiednio wytwarzać energię elektryczną albo magazynować energię elektryczną bieg okresu, o którym mowa w art. 43k ust. 5, w odniesieniu do tej części jednostki wytwórczej lub tej części magazynu energii elektrycznej rozpoczyna się w dniu pierwszego wprowadzenia energii elektrycznej do sieci z tej części jednostki wytwórczej lub tej części magazynu energii elektrycznej. 4. Przedsiębiorca, o którym mowa w ust. 1, w okresie wskazanym w tym przepisie, z zastrzeżeniem ograniczeń operacyjnych wynikających z etapu	

			URE nad działalnością w tym okresie. Dodatkowo regulują kwestie świadczenia usług systemowych na rzecz OSP, z zachowaniem wymogów przewidzianych w odpowiednich przepisach oraz dokumentach. Proponowane przepisy nie zmieniają zasad odnoszących się do wprowadzenia energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej po raz pierwszy, co nadal będzie się odbywać na zasadach uzgodnionych z właściwym operatorem. Odmienne od propozycji zamieszczonych w projekcie UD 162 wnioskodawca proponuje opracowanie przepisów, które będą uniwersalne dla wszystkich typów jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej niezależnie od rodzaju technologii zastosowanej w tych instalacjach. Dodawany art. 43i ustawy – Prawo energetyczne: Dodawany przepis stanowi materialną przesłankę, która umożliwia przedsiębiorcy, który na podstawie przepisów jest zobligowany do uzyskania koncesji w zakresie wytwarzania energii elektrycznej oraz magazynowania energii elektrycznej w magazynach energii elektrycznej, do prowadzenia działalności w następujących obszarach: 1) uczestnictwa w rynku bilansującym; 2) wytwarzania energii elektrycznej oraz jej sprzedaży przez jednostkę wytwórczą; 3) magazynowania energii elektrycznej oraz jej sprzedaży przez magazyn energii elektrycznej; 4) świadczenia innych usług na rynkach energii elektrycznej, w tym usług systemowych oraz usług systemowych niedotyczących częstotliwości.	realizacji inwestycji w zakresie jednostki wytwórczej albo magazynu energii elektrycznej, zobowiązany jest do: 1) prowadzenia działalności, o której mowa w art. 43i ust. 1 w sposób nie powodujący zagrożenia dla życia lub zdrowia ludzkiego oraz nie narażający na powstanie szkód materialnych; 2) przestrzegania obowiązujących przepisów o ochronie środowiska i bezpieczeństwie ekologicznym, a także wydanych na ich podstawie przepisów wykonawczych; 3) spełnienia technicznych warunków wytwarzania energii elektrycznej i magazynowania energii elektrycznej określonych w odrębnych przepisach; 4) utrzymywania zdolności źródeł do wytwarzania energii elektrycznej w ilości i jakości wynikającej z zawartych umów sprzedaży oraz umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej; 5) współpracy z operatorem systemu elektroenergetycznego, do którego sieci jednostka wytwórcza albo magazyn energii elektrycznej są przyłączone, w szczególności do przekazywania temu operatorowi niezbędnych informacji o stanie urządzeń wytwórczych i magazynów energii elektrycznej i wykonywania jego poleceń, na zasadach i warunkach określonych w ustawie, przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3, instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1, i umowie zawartej z operatorem systemu elektroenergetycznego; 6) niesprzedawania energii elektrycznej odbiorcom końcowym; 7) niesprzedawania energii elektrycznej lub nieświadczenia usług polegających na magazynowaniu energii elektrycznej	

		Wykonywanie ww. działalności będzie warunkowane poprzez obowiązek uzyskania wpisu do rejestru prowadzonego przez Prezesa URE (warunek o charakterze formalnym), o czym mówi dodawany art. 43j, oraz będzie ograniczone czasowo – nie dłużej jednak niż 24 miesiące od dnia wprowadzenia energii elektrycznej po raz pierwszy do sieci elektroenergetycznej albo do dnia uzyskania stosownej koncesji przewidzianej przepisami prawa (dodawany art. 43k ust. 5). Po uzyskaniu wpisu do rejestru przedsiębiorca nim objęty będzie zobowiązany do przekazania Prezesowi URE informacji o wprowadzeniu energii elektrycznej po raz pierwszy do sieci elektroenergetycznej w terminie 30 dni od tego zdarzenia. 24-miesięczny termin jest racjonalny z perspektywy wymogów technicznych – należy zapewnić by objął on swoim zakresem czasowym wszystkie technologie wytwarzania oraz magazynowania energii elektrycznej, w tym również wielkoskalowe elektrownie jądrowe, SMR'y, wielkoskalowe magazyny energii elektrycznej oraz morskie elektrownie wiatrowe. Na chwilę obecną krajowy rynek nie posiada stosownych doświadczeń w tym zakresie, albowiem tego typu instalacje będą dopiero uruchamiane, należy jednak przyjąć, iż ze względu na ich charakterystykę, proces ich uruchomień oraz testów będzie przebiegał w sposób odmienny od istniejących źródeł i magazynów, dlatego też przepisy muszą uwzględnić tego rodzaju technologie, które dopiero będą pojawiać się na rynku energii elektrycznej.	przedsiębiorcom wykonującym działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną, jeżeli nie posiadają koncesji lub wpisu do odpowiedniego rejestru działalności regulowanej, w przypadkach, gdy taka koncesja lub wpis są wymagane. 5. Przepisy art. 5 ust. 8, 10 i art. 28, stosuje się odpowiednio do przedsiębiorcy, o którym mowa w ust. 1. Art. 43j. Działalność, o której mowa w art. 43i ust. 1, wymaga wpisu do rejestru, z wyłączeniem ust. 1 pkt 1 oraz pkt 4 tego przepisu. Art. 43k. 1. Rejestr przedsiębiorców prowadzących działalność zgodnie z art. 43i ust. 1 prowadzi Prezes URE. 2. Prezes URE dokonuje wpisu do rejestru, o którym mowa w ust. 1, na podstawie wniosku przedsiębiorcy, o którym mowa w art. 43i ust. 1. 3. Rejestr, o którym mowa w ust. 1, prowadzi się w postaci elektronicznej. 4. Rejestr, o którym mowa w ust. 1, jest jawny i udostępniany w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki. 5. Wpis do rejestru stanowi podstawę do wykonywania działalności, o której mowa w art. 43i, nie dłużej jednak niż 24 miesiące od dnia pierwszego wprowadzenia energii elektrycznej do sieci lub do dnia uzyskania koncesji w zakresie wytwarzania energii elektrycznej albo magazynowania energii elektrycznej w magazynach energii elektrycznej w instalacji objętej tym wpisem. Art. 43l. Przedsiębiorca, o którym mowa w art. 43i ust. 1:	

			Ze względu na wspomnianą charakterystykę ww. źródeł oraz części lądowych źródeł OZE oraz jednostek konwencjonalnych, przepisy rozstrzygają również kwestię, że działalność przewidziana w dodawanym przepisie może być prowadzona przez część tych instalacji, które ze względów technicznych oraz funkcjonalnych są w stanie samodzielnie wytwarzać oraz magazynować energię elektryczną – przykładowo pojedyncze turbiny wchodzące w skład elektrowni wiatrowych czy poszczególne hydrozespoły elektrowni szczytowo-pompowych. Ust. 4 dodawanego przepisu przewiduje katalog obowiązków przedsiębiorcy wykonującego działalność regulowaną dodawanymi przepisami, który odpowiada obowiązkom realizowanym przez przedsiębiorców posiadających stosowne koncesje, z zastrzeżeniem jednak ewentualnych ograniczeń operacyjnych wynikających z etapu realizacji danej inwestycji, które mogą polegać m.in. na konieczności wyłączenia lub ograniczenia pracy jednostki albo magazynu energii elektrycznej w związku z przeprowadzanymi testami pracy oraz synchronizacji z siecią elektroenergetyczną. Dodatkowo, ze względu na wspomnianą wyżej specyfikę pracy instalacji objętych tą regulacją w okresie przysługiwania tego uprawnienia, przewidziano wyłączenie możliwości sprzedaży energii elektrycznej wprowadzanej do sieci wyłącznie do odbiorców innych niż odbiorcy końcowi.	1) posiada zawartą umowę o przyłączenie do sieci; 2) nie zachodzą wobec niego okoliczności, o których mowa w art. 33 ust. 3 pkt 1-6 lub ust. 3a; 3) posiada dokumentację potwierdzającą datę wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej; 4) przekazuje Prezesowi URE informacje, o których mowa w pkt 3, w terminie 30 dni od dnia wprowadzenia energii elektrycznej po raz pierwszy do sieci. Art. 43m. 1. Wniosek o wpis do rejestru, o którym mowa w art. 43k ust. 1 zawiera: 1) oznaczenie przedsiębiorcy, jego siedziby, adresu i inne dane teleadresowe; 2) numer identyfikacji podatkowej (NIP) przedsiębiorcy; 3) dane osoby uprawnionej do reprezentacji przedsiębiorcy, jej adres lub numer telefonu - w przypadku, gdy taka osoba została wyznaczona przez przedsiębiorcę; 4) określenie rodzaju i zakresu wykonywanej działalności oraz miejsca lub miejsc i przewidywanej daty rozpoczęcia jej wykonywania; 5) opis: a) w przypadku wniosku o wpis do rejestru jednostki wytwórczej lub jej części – określenie: - rodzaju jednostki wytwórczej, - łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu jednostki wytwórczej lub jej części, b) w przypadku wniosku o wpis do rejestru magazynu energii elektrycznej – określenie: - technologii wykorzystywanej do magazynowania energii elektrycznej,	

			Dodawane przepisy art. 43k – 43s.: Dodawane przepisy art. 43k – 43r regulują kwestie związane z postępowaniem oraz trybem uzyskiwania wpisu do rejestru prowadzonego przez Prezesa URE oraz możliwością wykreślenia z tego wpisu, co wiąże się z obowiązkiem zaprzestania wykonywanej działalności. W przeciwnym wypadku zastosowanie znajdują sankcje administracyjne przewidziane w zmienianym art. 56 ustawy – Prawo energetyczne. Rozwiązania te są wzorowane na rejestrze wytwórców energii w małej instalacji („MIOZE”), prowadzonym przez Prezesa URE zgodnie z przepisami ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. – o odnawialnych źródłach energii. Rozwiązanie to jest znane uczestnikom rynku, istnieje również utarta praktyka, co do jego obsługi oraz prowadzenia ewentualnych działań przez organ regulacyjny na podstawie przedmiotowych przepisów. Posłużenie się sprawdzonym oraz funkcjonującym w obiegu prawnym rozwiązaniem wpłynie pozytywnie na wykonalność przepisów oraz zmniejszy ewentualną niepewność po stronie uczestników rynku co do stosowania nowych rozwiązań, kluczowych z perspektywy zmian zachodzących w krajowym sektorze elektroenergetycznym. Co istotne, rolą nowego wykazu, prowadzonego przez Prezesa URE, ma być przede wszystkim dostarczenie stosownych informacji uczestnikom rynku hurtowego energii elektrycznej co do podmiotów, które mogą wykonywać działalność, zgodnie z dodawanym art. 43i ustawy, rodzajów jednostek wytwórczych oraz magazynów energii elektrycznej, ich	- łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej określonej w kW, - pojemności magazynu energii elektrycznej określonej w kWh, - sprawności magazynu energii elektrycznej, - maksymalnej mocy ładowania wyrażonej w kW, - maksymalnej mocy rozładowania wyrażonej w kW, - miejsca przyłączenia magazynu energii elektrycznej, 2. Do wniosku o wpis do rejestru, o którym mowa w ust. 1 dołącza się oświadczenia przedsiębiorcy o: 1) niezaleganiu z uiszczaniem podatków, opłat oraz składek na ubezpieczenie społeczne; 2) zgodności z prawdą danych zawartych we wniosku i spełnieniu warunków, o których mowa w art. 43l, o następującej treści: "Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. - Kodeks karny oświadczam, że: 1) dane zawarte we wniosku o wpis do rejestru, o którym mowa w art. 43k ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne są kompletne i zgodne z prawdą; 2) znane mi są warunki wykonywania działalności określone w art. 43l ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne i spełniam warunki określone w art. 43l pkt. 1 i 2 tej ustawy."; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń. 3. Oświadczenia, o których mowa w ust. 2, zawierają:	

			parametrów oraz pozostałych informacji, które mogą mieć wpływ na podejmowane decyzje biznesowe. Rejestr ma stanowić wiarygodne źródło informacji, dostarczając pewności, że podmioty te zostały zweryfikowane przez Prezesa URE oraz spełniają wymagania przewidziane przepisami prawa. Propozycja przewiduje również możliwość/obowiązek Prezesa URE wykreślenia przedsiębiorcy z Rejestru w sytuacjach wymienionych w katalogu zawartych w art. 43q. Katalog ten w dużym zakresie odpowiada katalogowi przesłanek cofnięcia koncesji na prowadzenie działalności w zakresie wytwarzania i magazynowania energii elektrycznej. Powyższe pozwala na sprawowanie kontroli regulacyjnej w zakresie wykonywania działalności w okresie przed uzyskaniem koncesji. Projekt przewiduje również stosowne sankcje administracyjne wymierzane przez Prezesa URE. Propozycja zakłada także, że w okresie objętym tą regulacją przedsiębiorcom nie przysługuje prawo korzystania z systemów wsparcia, ale dla energii elektrycznej wytworzonej w tym okresie wydawane są gwarancje pochodzenia.	1) oznaczenie przedsiębiorcy, jego siedziby i adresu oraz miejsca i datę złożenia oświadczenia; 2) podpis przedsiębiorcy albo osoby uprawnionej do reprezentacji przedsiębiorcy, ze wskazaniem imienia i nazwiska oraz pełnionej funkcji. 4. W przypadku gdy: 1) wniosek o wpis do rejestru, o którym mowa w ust. 1, nie zawiera danych, o których mowa w tym przepisie, lub 2) do wniosku o wpis do rejestru, o którym mowa w ust. 1, nie dołączono oświadczeń określonych w ust. 2, - Prezes URE niezwłocznie wzywa wnioskodawcę do uzupełnienia wniosku. Nieuzupełnienie wniosku w wyznaczonym terminie skutkuje pozostawieniem wniosku bez rozpoznania. 5. Wzory wniosków, o których mowa w ust. 1, Prezes URE opracowuje i udostępnia w Biuletynie Informacji Publicznej URE. 6. Do rejestru, o którym mowa w art. 43k ust. 1 wpisuje się dane, o których mowa w ust. 1 pkt 1, 2, 4 i 5 oraz podaje się datę pierwszego wprowadzenia energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej. Art. 43n. 1. Prezes URE dokonuje wpisu przedsiębiorcy do rejestru, o którym mowa w art. 43k ust. 1, w terminie 21 dni od dnia wpływu do niego wniosku o wpis wraz z oświadczeniami, o których mowa w art. 43l ust. 2. 2. Jeżeli Prezes URE nie dokona wpisu w terminie, o którym mowa w ust. 1, a od dnia wpływu do niego wniosku upłynęło 28 dni, przedsiębiorca, o którym mowa w art. 43i ust. 1 może rozpocząć działalność, której dotyczy ten wniosek.	

			Proponowana zmiana w przepisach ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne wymaga również wprowadzenia odpowiednich zmian w ustawie z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, ustawie z dnia lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji i ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.	3. W przypadku, gdy Prezes URE wezwał przedsiębiorcę do uzupełnienia wniosku o wpis nie później niż przed upływem 21 dni od dnia otrzymania tego wniosku, termin, o którym mowa w ust. 1, biegnie odpowiednio od dnia wpływu uzupełnionego wniosku o wpis. 4. Prezes URE wydaje z urzędu zaświadczenie o dokonaniu wpisu do rejestru, o którym mowa w art. 43k ust. 1. Art. 43o. 1. Przedsiębiorca wpisany do rejestru, o którym mowa w art. 43k ust. 1, pisemnie informuje Prezesa URE o: 1) zmianie danych zawartych w rejestrze, 2) zakończeniu lub zawieszeniu wykonywania działalności objętej wpisem - w terminie 14 dni od dnia zmiany tych danych albo od dnia zakończenia lub zawieszenia wykonywania tej działalności. 2. Na podstawie informacji, o której mowa w ust. 1, Prezes URE dokonuje zmiany wpisu w rejestrze, o którym mowa w art. 43k ust. 1. Art. 43p. Prezes URE, w drodze decyzji, odmawia wpisu do rejestru, o którym mowa w art. 43k ust. 1, w przypadku, gdy podmiot wnioskujący o wpis do rejestru, o którym mowa w tym przepisie, nie spełnia warunków, o których mowa w art. 43l pkt 1 i 2. Art. 43q. 1. W przypadku: 1) gdy przedsiębiorca, o którym mowa w art. 43i ust. 1, nie spełnia warunków, o których mowa w art. 43l; 2) gdy wydano wobec przedsiębiorcy, o którym mowa w art. 43i ust. 1, prawomocne orzeczenie zakazujące wykonywania działalności objętej	

				rejestr, o którym mowa w art. 43k ust.1; 3) gdy przedsiębiorca, o którym mowa w art. 43i ust. 1, rażąco narusza warunki wykonywania działalności objętej rejestr, o którym mowa w art. 43k ust.1, określone przepisami prawa; 4) gdy przedsiębiorca, o którym mowa w art. 43i ust. 1, w wyznaczonym terminie nie usunie stanu faktycznego lub prawnego niezgodnego z przepisami regulującymi działalność objętą rejestr, o którym mowa w art. 43k ust.1, określone przepisami prawa, 5) wydania dla jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej objętych wpisem do rejestru, o którym mowa w art. 43k ust. 1, wymaganej przepisami ustawy koncesji - Prezes URE z urzędu wykreśla przedsiębiorcę wykonującego działalność, o której mowa w art. 43i ust. 1, z rejestru, o którym mowa w art. 43k ust. 1. 2. W przypadku: 1) zagrożenia obronności lub bezpieczeństwa państwa lub bezpieczeństwa obywateli, a także jeżeli wydano decyzję o stwierdzeniu niedopuszczalności wykonywania praw z udziałów albo akcji przedsiębiorcy, o którym mowa w art. 43k ust. 1 na podstawie przepisów ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o kontroli niektórych inwestycji (Dz. U. z 2023 r. poz. 415), jeżeli jest to w interesie publicznym, albo też w razie ogłoszenia upadłości przedsiębiorcy, o którym mowa w art. 43i ust. 1; 2) stwierdzenia, że przedsiębiorca, o którym mowa w art. 43i ust. 1 nie daje rękojmi prawidłowego wykonywania	

				działalności objętej rejestrem, o którym mowa w art. 43k ust.1; - Prezes URE może z urzędu wykreślić przedsiębiorcę wykonującego działalność, o której mowa w art. 43i ust. 1, z rejestru, o którym mowa w art. 43k ust. 1. Art. 43r. 1. Od decyzji, o której mowa w art. 43p i 43q ust. 1 i 2, przedsiębiorcy służy odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie - sądu ochrony konkurencji i konsumentów, w terminie 14 dni od dnia doręczenia decyzji. 2. Postępowanie w sprawie odwołania od decyzji Prezesa URE toczy się według przepisów ustawy z dnia 17 listopada 1964 r. - Kodeks postępowania cywilnego o postępowaniu w sprawach z zakresu regulacji energetyki. 3. Do postanowień wydanych przez Prezesa URE, na które przysługuje zażalenie, przepisy ust. 1 i 2 stosuje się odpowiednio. Zażalenie wnosi się w terminie 7 dni od dnia doręczenia postanowienia. Art. 43s. Prezes URE wykreśla przedsiębiorcę z rejestru, o którym mowa w art. 43k ust. 1, na jego wniosek, a także po uzyskaniu informacji z Centralnej Ewidencji i Informacji o Działalności Gospodarczej albo Krajowego Rejestru Sądowego o wykreśleniu przedsiębiorcy. 2) w art. 56: a) w ust. 1 po pkt 59) dodaje się pkt 60) w brzmieniu: 60) narusza co najmniej jeden z obowiązków, o których mowa w art. 43i ust. 4;” b) w ust. 3 pkt 2) wyrazy „i 12” zastępuje się przecinkiem, po którym dodaje się wyrazy „12 i 60,”.	

				c) 4) w art. 57g po ust. 4 dodaje się ust. 5 w brzmieniu: „5. Przepisu ust. 1 nie stosuje się w przypadku, o którym mowa w art. 43i ust. 1.” W ustawie z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz.U. z 2024 r. poz. 910) art. 9 ust. 3 pkt 4) otrzymuje brzmienie: „przedsiębiorstwa energetyczne w tym przedsiębiorcy, o których mowa w art. 43i ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne oraz będący osobami prawnymi odbiorcy uprawnieni do zmiany sprzedawcy w rozumieniu tej ustawy”. W ustawie z dnia lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361) wprowadza się następujące zmiany: po art. 69b dodaje się art. 69c w brzmieniu: „69c. Energia elektryczna wytworzona w instalacji odnawialnego źródła energii w okresie, o którym mowa w art. 43k ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne, nie jest objęta prawem do skorzystania z systemów wsparcia wskazanych w art. 69a.”. w art. 120 ust. 1 dwukropek zastępuje się przecinkiem, po którym dodaje się wyrazy „w tym również w okresie, o którym mowa w art. 43k ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne”. W ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2024 r. poz. 639) wprowadza się następujące zmiany: w art. 11 dodaje się pkt 4) w brzmieniu:	

				„4) wytwórcy energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji w stosunku do energii elektrycznej wytworzonej w okresie, o którym mowa w art. 43k ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne”. W ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2024 r. poz. 182) wprowadza się następujące zmiany: po art. 6 dodaje się art. 6a w brzmieniu: „6a. Energia elektryczna wytworzona w okresie, o którym mowa w art. 43k ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne nie jest objęta prawem do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 6 ust. 1.”	
289.	Art. 4 – dot. art. 43t ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	W celu uregulowania statusu prawnego przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających ciepło w okresie rozruchu technologicznego źródeł ciepła, konieczne jest wprowadzenie przepisów prawa kompleksowo obejmujących tę problematykę. Rozruch źródła ciepła następuje w okresie poprzedzającym jego normalną eksploatację na podstawie udzielonej koncesji, umożliwiając m.in. uzyskanie pozwolenia na użytkowanie. Składając wniosek o udzielenie koncesji lub jej zmianę, przedsiębiorca zobowiązany jest każdorazowo do wykazania, że posiada możliwości techniczne gwarantujące prawidłowe wykonywanie planowanej działalności, stąd takie sprawdzenie nie może sprowadzać się jedynie do oświadczenia wnioskodawcy o posiadaniu możliwości w tym zakresie, ale na udowodnienie w postępowaniu koncesyjnym przed Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki, że instalacja, której dotyczy wniosek, została prawidłowo wybudowana i nadaje się do	W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266 z późn. zm.) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 3 po pkt. 78 dodaje się pkt. 79 w brzmieniu: „79) rozruch technologiczny gorący – pracę jednostki źródła ciepła lub jego części, w tym w kogeneracji, mającą na celu umożliwienie jego końcowego odbioru, podczas której wytworzone ciepło jest dostarczane do sieci ciepłowniczej”; 2) w art. 7 po ust. 2² dodaje się ust. 2³ w brzmieniu: „2³. Umowa o przyłączenie do sieci źródła ciepła i magazynu ciepła może zawierać dodatkowo termin rozpoczęcia rozruchu technologicznego i harmonogram jego realizacji, parametry i jakość nośnika ciepła z rozruchu technologicznego wraz	Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu

		zapewnienia dostaw ciepła w sposób stały i niezawodny. Mając na względzie skalę realizowanych przedsięwzięć, będących skutkiem partycypacji przedsiębiorstw energetycznych w dekarbonizacji sektora ciepłowniczego, koniecznym stało się uregulowanie powyższego zagadnienia bezpośrednio w przepisach ustawy – Prawo energetyczne. Zagadnienie to jest szczególnie istotne mając na uwadze art. 26 ust. 1 Dyrektywy PE i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955 określający kamienie milowe transformacji ciepłownictwa systemowego. Dodawany art. 3 pkt 79 ustawy – Prawo energetyczne Dla uprządkowania stosowanej w ustawie – Prawo energetyczne nomenklatury, niezbędne jest uzupełnienie przepisu art. 3 ustawy o definicję legalną rozruchu technologicznego gorącego, przez który należy rozumieć pracę jednostki źródła ciepła lub jego części, w tym ramach kogeneracji, mającą na celu umożliwienie jego końcowego odbioru, podczas której wytworzone ciepło jest dostarczane do sieci ciepłowniczej. Wprowadzenie definicji legalnej rozruchu zapewni jednolite stosowanie pojęcia rozruchu technologicznego gorącego w systemie prawa. Dodawany ust. 2³ w art. 7 ustawy – Prawo energetyczne Mając na względzie potrzebę zapewnienia w okresie rozruchu technologicznego	z warunkami oraz zakresem odpowiedzialności każdej ze stron.”; 3) w art. 7b po ust. 7 dodaje się ust. 7¹ w brzmieniu: „7¹. Przedsiębiorstwo energetyczne w okresie rozruchu technologicznego gorącego, o którym mowa w art. 43t, może uwzględnić ciepło wprowadzone z tego rozruchu w odniesieniu do obowiązków określonych w przepisach w ust. 5-7.”; 4) po art. 43g dodaje się art. 43i-43s (jak w lp. 1) i art. 43t w brzmieniu: „43t. 1. Przedsiębiorca dostarcza ciepło wytworzone w źródle ciepła lub jego części w okresie rozruchu technologicznego gorącego a także w okresie do dnia poprzedzającego pierwszy dzień okresu obowiązywania koncesji na wytwarzanie ciepła dla danego źródła ciepła lub jego części, nie dłużej jednak niż przez 12 miesięcy licząc od dnia pierwszego dostarczenia ciepła do sieci ciepłowniczej. 2. W przypadku oddawania źródła ciepła do użytkowania częściami, bieg okresu o którym mowa w ust 1, rozpoczyna się od dnia następującego w dniu pierwszego wprowadzenia ciepła do sieci z tej części źródła ciepła. 3. Do rozliczenia dostawy ciepła wytworzonego w trakcie rozruchu technologicznego źródła ciepła lub jego części i wprowadzonego do sieci ciepłowniczej, stosuje się: a) w przypadku wytwórców ciepła posiadających zatwierdzoną taryfę w ramach danego systemu ciepłowniczego - cenę ciepła [w zł/GJ], zgodnie z obowiązującą taryfą wytwórcy ciepła,	

			gorącego niezakłóconej współpracy pomiędzy wytwórcą ciepła a przedsiębiorstwem prowadzącym działalność w zakresie przesyłania lub dystrybucji ciepła, w art. 7 ustawy – Prawo energetyczne po ust. 2² dodaje się ust. 2³, wskazujący dodatkowe elementy umowy o przyłączenie do sieci obejmujące rozruch technologiczny, które mogą być włączone zgodnie z wolą stron do treści ww. umowy. Dodawany ust. 7¹ w art. 7b ustawy – Prawo energetyczne Zgodnie z projektowanym art. 7b ust. 7¹ ustawy – Prawo energetyczne, w przypadkach, w których będzie to możliwe, przedsiębiorstwo energetyczne może uwzględnić ciepło wprowadzone z rozruchu technologicznego na potrzeby realizacji obowiązków sprawozdawczych z działań mających na celu osiągnięcie efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego. Dodawany art. 43t ustawy - Prawo energetyczne W projektowanym przepisie wskazano, że dostawa ciepła w okresie rozruchu technologicznego gorącego, jak również w okresie do dnia poprzedzającego pierwszy dzień okresu obowiązywania koncesji na wytwarzanie ciepła dla danego źródła ciepła lub jego części, do sieci ciepłowniczej jest nieodzownym elementem procesu inwestycyjnego, która jednak z uwagi na brak przesłanki ciągłości i zorganizowania nie stanowi działalności gospodarczej wymagającej uzyskania koncesji. Określony w ust. 1 termin na przeprowadzenie próbnego uruchomienia, wynoszący 12 miesięcy od dnia pierwszego wprowadzenia ciepła do	b) w przypadku nowych wytwórców ciepła – cenę ciepła [w zł/GJ], stosowaną w rozliczeniach z odbiorcami przyłączonymi do danego systemu ciepłowniczego, – w odniesieniu do rozliczenia wolumenu ciepła dostarczonego do sieci ciepłowniczej przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła, do sieci którego przyłączona jest dana instalacja, wprowadzonego do sieci ciepłowniczej w okresie obowiązywania zatwierdzonej taryfy wytwórcy. 4. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1 przekazuje, przedsiębiorstwu prowadzącemu działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji ciepła w obszarze danej sieci ciepłowniczej, fakturę za ciepło dostarczone w ramach rozruchu technologicznego gorącego wraz z informacją o strukturze paliw zużywanych do wytwarzania energii oraz zastosowanych cenach sprzedaży ciepła. 5. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, może uwzględnić jednorazowo koszty uzasadnione rozruchu technologicznego, przekraczające uzyskany w okresie jego prowadzenia przychód z tytułu dostawy ciepła, o którym mowa w ust. 3 w taryfie, która po raz pierwszy będzie obejmowała źródło ciepła lub jego części, które zakończyło rozruch technologiczny. 6. Koszty, o których mowa w ust. 5 ustala się zgodnie z wzorem: $Krt = Kp - P$	

		sieci ciepłowniczej ze źródła ciepła lub jego części, należy uznać za wymierny termin do sprawdzenia działania urządzeń na cele uzyskania przez wytwórcę pozwolenia na użytkowanie, a w konsekwencji uzyskania koncesji na wytwarzanie ciepła. Dostrzegając nieregularność produkcji ciepła w rozruchu technologicznym gorącym, w ust. 3-6 przewidziano dedykowany dla etapu rozruchu technologicznego źródła ciepła sposób kształtowania ceny ciepła z rozruchu technologicznego, uwzględniający specyfikę tego procesu. Dokonywanie rozliczeń dostawy wolumenu ciepła pomiędzy wytwórcą ciepła a przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła, do sieci którego jest przyłączona dana instalacja, zgodnie z ust. 3, odbywać się będzie zgodnie z ceną ciepła wynikającą z obowiązującej taryfy wytwórcy ciepła – jeśli wytwórca posiada w ramach danego systemu ciepłowniczego zatwierdzoną taryfę albo – w przypadku nowych wytwórców ciepła – zgodnie z ceną ciepła stosowaną do rozliczeń z odbiorcami przyłączonymi do danego systemu ciepłowniczego. Projektowany sposób rozliczenia kosztów rozruchu technologicznego gorącego przewiduje również dodatkowy komponent, umożliwiający jednorazowe uwzględnienie kosztów uzasadnionych rozruchu technologicznego, przekraczających uzyskany przychód z tytułu dostawy ciepła, opisany w ust. 3, w taryfie, która po raz pierwszy będzie obejmowała źródło ciepła lub jego część, które zakończyło rozruch technologiczny. Powyższe koszty, do których należy zaliczyć m.in. zakup paliwa, ustalone będą	gdzie poszczególne symbole oznaczają: Krt – poniesione koszty uzasadnione rozruchu technologicznego do uwzględnienia w roku stosowania taryfy [w zł], Kp – suma poniesionych kosztów uzasadnionych, w szczególności: zakupu paliwa i innych kosztów związanych z ochroną środowiska źródła ciepła lub jego części w okresie rozruchu technologicznego [w zł], P – przychód ze sprzedaży ciepła ze źródła ciepła lub jego części w okresie rozruchu technologicznego po cenie ciepła, o której mowa w ust. 3 [w zł] stanowiący iloczyn tej ceny i wielkości ciepła wprowadzonego do sieci ciepłowniczej ze źródła ciepła lub jego części w okresie rozruchu technologicznego. 7. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem ciepłem lub wytwarzaniem ciepła i jego sprzedażą odbiorcom końcowym dokonuje zakupu ciepła wytworzonego w okresie rozruchu technologicznego źródła ciepła, z uwzględnieniem pierwszeństwa realizacji przed tym zakupem obowiązku, o którym mowa w art. 116 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii w sposób umożliwiający w pierwszej kolejności pokrycie zapotrzebowania odbiorców końcowych tego przedsiębiorstwa przyłączonych do tej sieci poprzez zakup ciepła wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii, z uwzględnieniem konieczności zabezpieczenia sieci ciepłowniczej przed pogorszeniem parametrów i jakości	

			zgodnie ze wzorem zamieszczonym w ust. 6. W ramach uregulowania wzajemnych obowiązków wytwórcy oraz przedsiębiorstwa zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła w obszarze danej sieci ciepłowniczej, zgodnie z ust. 4, wytwórca ciepła będzie przekazywał dystrybutorowi fakturę za ciepło dostarczone w ramach rozruchu technologicznego gorącego wraz z informacją o strukturze paliw zużywanych do wytwarzania energii oraz zastosowanych cenach sprzedaży ciepła. Celem zapewnienia pewności w zakresie pierwszeństwa realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 116 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, w projektowanym ust. 7 podkreślono, iż przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem ciepłem lub wytwarzaniem ciepła i jego sprzedażą odbiorcom końcowym dokonuje zakupu ciepła wytworzonego w okresie rozruchu technologicznego źródła ciepła w sposób umożliwiający w pierwszej kolejności pokrycie zapotrzebowania odbiorców końcowych tego przedsiębiorstwa przyłączonych do tej sieci poprzez zakup ciepła wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii. Podkreślenie tego aspektu pozwoli zadośćuczynić pierwszeństwu zakupu ciepła wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii, a w okresach rozruchu technologicznego źródeł ciepła wpłynie na zabezpieczenie pracy sieci i dotrzymanie uzgodnionych standardów jakości obsługi odbiorców ciepła. Przygotowana propozycja jest uzasadniona specyfiką dostaw ciepła w okresie rozruchu, podczas którego przedsiębiorstwo energetyczne	nośnika ciepła w tej sieci oraz dotrzymania uzgodnionych standardów jakościowych obsługi odbiorców eksploatujących instalacje odbiorcze przyłączone do tej sieci.”; 5) w art. 45 po ust. 1e dodaje się ust. 1ea-1ec w brzmieniu: „1ea. W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem uwzględnia się ponoszone koszty uzasadnione wytwarzania ciepła wynikające z rozruchu technologicznego gorącego ustalone zgodnie z art. 43t ust. 5 i 6. 1eb. Planowane przychody ze sprzedaży ciepła przyjmowane do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła, ustalonej zgodnie z art. 47 ust. 2f ustawy, powiększa się o ponoszone koszty uzasadnione wynikające z rozruchu technologicznego gorącego ustalone zgodnie z art. 43t ust. 5 i 6. 1ec. W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją ciepła uwzględnia się ponoszone koszty uzasadnione przesyłania i dystrybucji ciepła wynikające z tego rozruchu, w takim zakresie, w jakim koszty nie zostały uwzględnione w przychodzie na dany okres obowiązywania taryfy.” W rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 7 kwietnia 2020 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz.U. z 2020 r. poz. 857, z 2021 r. poz. 158 i 788, z 2022 r. poz. 37, 597 i 2437	

		odpowiedzialne za dystrybucję bądź przesył nie zamawia określonej mocy cieplnej, lecz odbiera ciepło faktycznie wytworzone. Dodawane ust. 1ea-1ec w art. 45 ustawy – Prawo energetyczne Specyfika dokonywania wzajemnych rozliczeń pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym wytwarzaniem ciepła a przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się przesyłaniem i dystrybucją ciepła w zakresie kosztów rozruchu technologicznego powoduje potrzebę rozszerzenia zawartego w przepisie art. 45 ustawy – Prawo energetyczne katalogu kosztów uzasadnionych o przepisy ust. 1ea-1ec, umożliwiające tym przedsiębiorstwom uwzględnienie w procesie taryfowania kosztów uzasadnionych wynikających z rozruchu technologicznego gorącego. Dodawane ust. 1a w § 13, ust. 2 w § 14 i ust. 2 w § 19 rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 7 kwietnia 2020 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. z 2020 r. poz. 718 z późn. zm.) W związku z dedykowanym sposobem rozliczania ceny ciepła dostarczonego z rozruchu technologicznego gorącego, niezbędne jest uzupełnienie przepisów rozporządzenia taryfowego dla ciepła, obejmujących możliwość uwzględnienia poniesionych kosztów rozruchu technologicznego w taryfie przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających ciepło w jednostkach kogeneracji, zarówno w przypadkach, w których przedsiębiorstwo stosuje metodę uproszczoną kalkulacji cen i stawek opłat w	oraz z 2023 r. poz. 1695) wprowadza się następujące zmiany: 1) w § 13 po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu: „1a. Dla jednostek kogeneracji, które wytworzyły ciepło w okresie wskazanym w art. 43t ustawy, uzasadnione planowane przychody ze sprzedaży ciepła, o których mowa w ust. 1, oblicza się według wzoru: $P_{crt} = P_c + K_{rt},$ gdzie poszczególne symbole oznaczają: P_{crt} - planowane przychody ze sprzedaży ciepła dla roku stosowania taryfy [w zł], P_c - planowane przychody ze sprzedaży ciepła dla roku stosowania taryfy ustalone zgodnie z ust. 1 [w zł], K_{rt} - poniesione koszty uzasadnione rozruchu technologicznego do uwzględnienia w roku stosowania taryfy ustalone zgodnie z art. 43i ust. 5 ustawy [w zł].”; 2) w § 14 dotychczasowe brzmienie oznacza się jako ust. 1 i dodaje się ust. 2 w brzmieniu: 2. Dla jednostek kogeneracji, które wytworzyły ciepło w okresie wskazanym w art. 43t ustawy, uzasadnione planowane przychody ze sprzedaży ciepła, o których mowa w ust. 1, oblicza się według wzoru: $P_{crt} = P_c + K_{rt}$ gdzie poszczególne symbole oznaczają: P_{crt} - planowane przychody ze sprzedaży ciepła dla roku stosowania taryfy [w zł],	

			taryfie, jak i w sytuacjach, gdy tej metody nie stosuje. Dla obu metod kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie (metody kosztowej i uproszczonej), sposób ustalenia przychodu z tytułu sprzedaży ciepła w okresie rozruchu technologicznego został wyrażony za pomocą wzorów, o których mowa w projektowanych przepisach § 13 ust. 1a oraz § 14 ust. 2 rozporządzenia taryfowego dla ciepła. Dodatkową propozycję zmiany zawarto również w § 19 rozporządzenia taryfowego dla ciepła, mając na uwadze, że art. 45 ust. 1ea-1ec ustawy – Prawo energetyczne może budzić wątpliwości co do uwzględnienia uzasadnionych kosztów rozruchu technologicznego przy kalkulacji cen z wytwarzania w planowanej taryfie dla ciepła. Z tego względu uzupełniono przepis § 19 ust. 2 ww. rozporządzenia o wzór stosowany dla celów obliczenia ceny za zamówioną moc cieplną i ceny ciepła, wytworzonego w okresie rozruchu technologicznego gorącego.	Pc - planowane przychody ze sprzedaży ciepła dla roku stosowania taryfy ustalone zgodnie z ust. 1 [w zł], Krt – poniesione koszty uzasadnione rozruchu technologicznego do uwzględnienia w roku stosowania taryfy ustalone zgodnie z art. 43t ust. 5 ustawy [w zł].”; 3) w § 19 dotychczasowe brzmienie oznacza się jako ust. 1 i dodaje się ust. 2 w brzmieniu: „2. Ceny za zamówioną moc cieplną i ceny ciepła, wytworzonego w okresie wskazanym w art. 43t ustawy oblicza się według wzorów: $C_{jm} = A \times P_{crt} : N$ $C_{jc} = (1 - A) \times P_{crt} : Q$ $P_{crt} = P_c + K_{rt}$ gdzie poszczególne symbole oznaczają: C_{jm} - cenę za zamówioną moc cieplną dla danego źródła ciepła i określonego nośnika ciepła [w zł/MW], C_{jc} - cenę ciepła dla danego źródła ciepła i określonego nośnika ciepła [w zł/GJ], P_c - planowane uzasadnione przychody z wytwarzania ciepła w postaci określonego nośnika ciepła [w zł], P_{crt} - planowane przychody ze sprzedaży ciepła dla roku stosowania taryfy [w zł], K_{rt} – poniesione koszty uzasadnione rozruchu technologicznego do uwzględnienia w roku stosowania taryfy ustalone zgodnie z art. 43t ust. 5 ustawy [w zł], A - określony dla danego źródła ciepła i nośnika ciepła wskaźnik udziału kosztów

				stałych (Kst) w łącznych kosztach wytwarzania ciepła (Kst + Kzm), którego wartość nie może być wyższa od udziału kosztów stałych (Kst) w łącznych kosztach wytwarzania ciepła (Kst + Kzm), N - planowaną dla pierwszego roku stosowania taryfy moc cieplną obliczoną przez przedsiębiorstwo energetyczne dla danego źródła ciepła i określonego nośnika ciepła - jako sumę przyłączeniowej mocy cieplnej dla sieci ciepłowniczych zasilanych z tego źródła i zamówionej mocy cieplnej przez odbiorców zasilanych bezpośrednio ze źródła ciepła [w MW], Q - planowaną dla pierwszego roku stosowania taryfy ilość ciepła określoną przez przedsiębiorstwo energetyczne dla danego źródła ciepła i określonego nośnika ciepła, obliczaną przez: - wytwórcę ciepła - jako sumę planowanych do sprzedaży odbiorcom ilości ciepła, w tym przez przedsiębiorstwo energetyczne stosujące uproszczony sposób kalkulacji cen i stawek opłat, o którym mowa w § 13 ust. 1 - planowaną wielkość ciepła, oznaczoną symbolem "Qs", o której mowa w § 13 ust. 1, - przedsiębiorstwo ciepłownicze - jako sumę ilości ciepła planowanego do sprzedaży odbiorcom i strat ciepła podczas przesyłania sieciami ciepłowniczymi [w GJ]."	
290.	Art. 5 - dot. ustawy z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie województwa	Urząd Marszałkowski Województwa Łódzkiego	Wątpliwości budzi przydzielenie opracowania planów OPRO na poziom wojewódzki. Plany powinny być opracowywane na poziomie gminy, której władztwo		Uwaga wyjaśniona W opinii projektodawcy plany OPRO powinny być opracowywane na poziomie regionalnym w ścisłym porozumieniu z gminami oraz innymi

		przestrzenne pozwoli na odpowiedzialne podejmowanie decyzji w tym zakresie. Ograniczenia z poziomu regionalnego, wynikające chociażby ze Strategii rozwoju województwa (zawierającej model struktury funkcjonalno-przestrzennej) lub audytu krajobrazowego będą musiały w nich być wzięte pod uwagę co zapewni realizację „interesów przestrzennych” na poziomie regionalnym. Poziomem decyzji dla wyznaczenia obszarów istotnych dla kształtowania Krajowego Systemu Energetycznego jest poziom krajowy. W zakresie pozostałych, mniejszych instalacji, realizacja instalacji i wyznaczanie dla nich obszarów wiąże się z gospodarką gmin oraz ich władztwem planistycznym. Dedykowanie wyłącznej właściwości w tym zakresie województwom nie jest uzasadnione i prowadzi do narzucenia im roli „inwentaryzacyjnej”, zwłaszcza w kontekście: - ograniczenia wyznaczania wyłącznie na obszarach wyznaczonych przez poziom krajowy w mapach potencjału oraz przez poziom gminny w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego (proponowany Art.160f wprowadzany w ustawie o OZE); - możliwości występowania przez gminy na bieżąco o dodatkowe tereny według potrzeb i ewentualnie zgłaszających się inwestorów, co wynika z proponowanego Art.160i wprowadzanego w ustawie o OZE; - konieczności aktualizacji po aktualizacji map potencjału na poziomie krajowym. Wskazanie województw jako odpowiedzialnych za opracowanie planów OPRO nie skutkuje osiągnięciem przez nie celów związanych z kształtowaniem ładu przestrzennego, a jedynie obciąża je		kluczowymi podmiotami, jak m.in. rdoś, tak aby działania były skoordynowane na poziomie wojewódzkim, a nie rozdrobnione na poziomie lokalnym. Ponadto należy zauważyć, że teren, na którym może zostać zlokalizowany obszar przyspieszonego rozwoju OZE może wykraczać poza obszar jednej gminy. W przypadku braku porozumienia gmin odnośnie takiego przedsięwzięcia zostałyby ono zablokowane. Koordynacja sporządzania planów obszarów OZE na poziomie województwa zapewni ich zgodność z miejscowymi planami i innymi aktami prawa miejscowego na poziomie wojewódzkim, w tym z audytami krajobrazowymi.

			długotrwałymi dodatkowymi procedurami i koniecznością ciągłej aktualizacji licznych dokumentów o rozbudowanej procedurze. Wskazanie obszarów w planie OPRO nie stanowi jednocześnie zakazu dla powstawania instalacji poza nimi, jest jedynie „przepustką” do przyspieszania inwestycji, a to prowadzi do presji inwestorskiej na samorząd województwa.		
291.	Art. 5 – dot. ustawy z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie województwa	Fundacja Frank Bold	Proponowane brzmienie art. 18 pkt 3a ustawy o samorządzie województwa czy też art. 48 ust 9 ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko odwołuje się do ustawy z dnia 20 lutego 2025 r. o odnawialnych źródłach energii. Jednak inaczej niż w analogicznym przypadku w art. 4 projektu projektowana treść przepisu obejmuje odniesienie do określonej pozycji Dziennika Ustaw, co będzie wymagać w przyszłości zmiany proponowanych przepisów za każdym razem, gdy dojdzie do zmian w ustawie o OZE. Sposób odnoszenia się do innych ustaw w treści projektowanych przepisów powinien być taki sam w całym projekcie.	Art. 5. W ustawie z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie województwa (Dz.U. z 2024 r. poz. 566, 1907 i 1940) w art. 18 po pkt 3 dodaje się pkt 3a w brzmieniu: “3a) uchwalanie planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 160g ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.”.	Uwaga wyjaśniona Zgodnie z przyjętymi zasadami techniki prawodawczej, publikator przy tytule ustawy, do której odnosi się dana ustawa, zamieszcza się jedynie przy pierwszym przepisie przytaczającym tytuł ustawy.
292.	Art. 5a – dot. ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym	Izba Energetyki i Przemysłowej i Odbiorców Energii	Sporządzenie planu obszaru OZE zgodnie z treścią Projektu jest uprawnieniem organów samorządu województwa. Dokument ten ma określać m.in. obszar i powierzchnie, które uznaje się za OPRO. W konsekwencji będzie on określał tereny, na których mogą powstać inwestycje OZE. Podobny cel mają za zadanie spełniać plany ogólne, o których mowa w ustawie z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz.U. z 2024 r. poz. 1130). Do uchwalenia planów ogólnych obowiązane są rady gminy. Termin na	Art. 13b ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz.U. z 2024 r. poz. 1130) Art. 13b. Ustalenia planu ogólnego określa się, uwzględniając uwarunkowania rozwoju przestrzennego gminy, w szczególności: 1) politykę przestrzenną gminy określoną w strategii rozwoju gminy lub strategii rozwoju ponadlokalnego; 2) ustalenia planu zagospodarowania przestrzennego województwa; 2a) ustalenia planów obszarów OZE, o których mowa w art. 160g ust. 1 ustawy z	Uwaga wyjaśniona W przypadku chęci powiązania planów OPRO z planami ogólnymi, w związku z obecnym etapem procesu legislacyjnego projektu ustawy, gminy mogą podnieść zarzut opóźnienia w przyjęciu planu ogólnego z powodu braku planów obszarów OZE. Zgodnie z dyrektywą RED III Państwa Członkowskie obowiązane są sporządzić po raz pierwszy plany obszarów OZE w terminie do 21 lutego 2026 r. Natomiast w świetle art. 51 ustawy z dnia 7 lipca 2023 r. o zmianie

			wykonanie tego obowiązku upływa 31 grudnia 2025 r. Oznacza, że aktualnie każda z 2479 gmin w Polsce pracuje nad swoim planem ogólnym – aktem prawa miejscowego dotyczącym zagospodarowania przestrzeni. Zgodnie z publicznie dostępnymi informacjami trwają prace nad wydłużeniem tego terminu. W ocenie Izby, obowiązek sporządzenia planu obszaru OZE oraz obowiązek uchwalenie planów ogólnych powinny być ze sobą skoordynowane. Wydłużenie terminu na sporządzenie planu ogólnego stanowi możliwość uwzględnienia planów obszarów OZE na etapie tworzenia planów ogólnych. W konsekwencji, przepisy ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym powinny nakładać obowiązek uwzględnienia ustaleń planów obszarów OZE podczas sporządzenia planu ogólnego. Takie działanie pozytywnie wpłynie na zgodność obu dokumentów, zapewni ich spójność i zminimalizuje ryzyko rozbieżności. Dodatkowo ułatwi późniejsze procesy weryfikacji i aktualizacji, co przełoży się na większą przejrzystość i efektywność proponowanych rozwiązań.	dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii; 3) znajdujące się na obszarze gminy: a) formy ochrony przyrody oraz ich otuliny, b) obszary szczególnego zagrożenia powodzią, wały przeciwpowodziowe oraz pasy o szerokości 50 m od stopy wału, c) obszary gruntów zmeliorowanych, d) tereny zagrożone ruchami masowymi ziemi oraz tereny, na których występują te ruchy, e) strefy ochronne ujęć wody, f) obszary ochronne zbiorników wód śródlądowych, g) tereny górnicze i obszary górnicze wraz z filarami ochronnymi, h) udokumentowane złoża kopalin, kompleksy podziemnego składowania dwutlenku węgla i podziemne bezzbiornikowe magazyny substancji, i) obszary uzdrowisk oraz obszary ochrony uzdrowiskowej, j) zabytki objęte formami ochrony, o których mowa w ustawie z dnia 23 lipca 2003 r. o ochronie zabytków i opiece nad zabytkami (Dz.U. z 2022 r. poz. 840 oraz z 2023 r. poz. 951, 1688 i 1904), lub ujęte w wojewódzkiej lub gminnej ewidencji zabytków oraz dobra kultury współczesnej, k) obszary pomników zagłady i ich strefy ochronne, l) tereny zamknięte i ich strefy ochronne, m) obszary ograniczonego użytkowania, n) obszary wymagające przekształceń, rehabilitacji, rekultywacji lub remediacji, o) obszary zdegradowane i obszary rewitalizacji, p) obszary ciche w aglomeracji oraz obszary ciche poza aglomeracją, q) grunty rolne stanowiące użytki rolne klas I-III oraz grunty leśne,	ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw gminy są obowiązane do sporządzenia planów ogólnych do dnia 31 grudnia 2025 r., przy czym procedowana obecnie nowelizacja wydłuża termin na przyjęcie planów ogólnych przez gminy jedynie o pół roku. W kontekście planów ogólnych należy także podkreślić, że zgodnie z przepisami wykonawczymi, zawierającymi charakterystykę stref planistycznych, w strefach otwartych, gospodarczych i górnictwa domyślnie dopuszczone będzie zlokalizowanie tego typu instalacji. Z uwagi na potrzeby zachowania ładu przestrzennego i w celu przeciwdziałania konfliktom społecznym na str. 25 uzasadnienia do ustawy z dnia 7 lipca 2023 r. o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw wskazano jednak, że lokalizacja OZE o dużej mocy powinna przebiegać za pośrednictwem planów miejscowych.

				r) zakłady o zwiększonym i dużym ryzyku wystąpienia poważnej awarii przemysłowej, s) obszary pasa nadbrzeżnego, w tym w szczególności pasa technicznego; 4) rozmieszczenie istniejących i planowanych obiektów infrastruktury społecznej, transportowej i technicznej wraz z obowiązującymi dla nich ograniczeniami w zagospodarowaniu; 5) rekomendacje i wnioski zawarte w audycie krajobrazowym oraz krajobrazy priorytetowe; 6) opracowanie ekofizjograficzne w zakresie wymagań, o których mowa w art. 72 ust. 1-3 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. - Prawo ochrony środowiska; 7) zapotrzebowanie na nową zabudowę mieszkaniową w gminie.	
293.	Art. 5a – dot. art. 17 ustawy z dnia 17 grudnia 2004 r. o odpowiedzialności za naruszenie dyscypliny finansów publicznych oraz art. 44 ust. 4 ustawy z dnia 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych	Miasto Bydgoszcz	Wyłączenie wobec JST dokonującej zakupu energii elektrycznej.	W art. 17 ndfp uregulowano zakres odpowiedzialności za naruszenie dyscypliny finansów publicznych wynikający z naruszenia przepisów o zamówieniach publicznych. Obowiązek wydatkowania środków publicznych zgodnie z przepisami o zamówieniach publicznych wynika jednoznacznie z przepisów ustawy o finansach publicznych. Zgodnie z art. 44 ust. 4 ustawy o finansach publicznych jednostki sektora finansów publicznych zawierają umowy, których przedmiotem są usługi, dostawy lub roboty budowlane, na zasadach określonych w przepisach o zamówieniach publicznych, o ile odrębne przepisy nie stanowią inaczej. Zgodnie z art. 52 ust. 1 pzp za przygotowanie i przeprowadzenie postępowania o udzielenie zamówienia odpowiada kierownik zamawiającego. Osoby inne niż kierownik zamawiającego odpowiadają za przygotowanie i przeprowadzenie postępowania o	Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu. Uwaga dotyczy odpowiedzialności za naruszenie dyscypliny finansów publicznych wynikający z naruszenia przepisów o zamówieniach publicznych. Projektowana zmiana uwzględniona w ramach projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (druk sejmowy nr 1130) dotyczy współpracy w ramach spółdzielni energetycznej i zakupu energii przez JST. W projekcie tym określono, które regulacje stosuje się w zakresie nieregulowanym ustawą OZE, precyzując jednocześnie brak konieczności stosowania ustawy PZP.

				udzielenie zamówienia w zakresie, w jakim powierzono im czynności w postępowaniu oraz czynności związane z przygotowaniem postępowania. Wyłączenie stosowania przepisów pzp w zakresie zakupu energii elektrycznej prowadzi do konieczności zmodyfikowania odpowiedzialności za ewentualne naruszenie dyscypliny finansów publicznych.	
294.	Art. 5a – dot. art. 6 ustawy z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług	Miasto Bydgoszcz	Obrót w ramach Gminy i podmiotów zależnych jest zwolniony z podatku VAT.	Przepisy art. 6 ustawy o VAT wyłączają określone czynności spod zakresu działania ustawy o VAT. Są to czynności, które co do zasady podlegają opodatkowaniu, jednak na mocy przepisów szczególnych są z tego opodatkowania wyłączone. Wyłączenie z opodatkowania tych czynności powoduje, że podatnik nie powinien dokumentować ich fakturami (ewentualnie na żądanie nabywcy może wystawić rachunek). Należy nadmienić, iż w przypadku udokumentowania takiej transakcji fakturą z wykazaniem podatkiem należnym spowoduje to konieczność odprowadzenia tego podatku do urzędu skarbowego (art. 108 ustawy o VAT). Z drugiej strony nabywca nie będzie miał prawa do odliczenia podatku VAT z faktury dokumentującej transakcję niepodlegającą opodatkowaniu (art. 88 ust. 3a pkt 2 ustawy o VAT). Jak więc widać, skutki nieprawidłowego udokumentowania czynności wyłączonych spod działania ustawy o VAT są bardzo dotkliwe zarówno dla sprzedającego, jak i dla nabywcy. W zakresie proponowanych zmian zasadne byłoby również zwolnienie z podatku VAT działalności w zakresie obrotu energii elektrycznej w ramach gminy i podmiotów zależnych.	Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu.

295.	Art. 6 – dot. art. 3 ust. 1 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko	Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki	Dodanie do UUOŚ definicji „obszaru przyspieszonego rozwoju odnawialnych źródeł energii” w art. 3 ust. 1 UUOŚ w postaci nowego punktu 18 Uwaga porządkująca	18) <i>Ilekroć w ustawie jest mowa o obszarze przyspieszonego rozwoju odnawialnych źródeł energii – rozumie się przez to obszar o których mowa w art. 160g ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.</i>	Uwaga nieuwzględniona Definicja „obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii” została uwzględniona w ustawie OZE, dlatego w opinii projektodawcy nie ma potrzeby dodawania dodatkowej definicji w innym akcie prawnym. Odniesienie do obszarów OZE zostało natomiast określone (poprzez odesłanie do ustawy OZE) w przepisach merytorycznych ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz.U. z 2024 r. poz. 1112, 1881 i 1940).
296.	Art. 6 – dot. art. 59a ust. 5 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko	Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki	Zgodnie z art. 72 ust. 1 pkt 3) UUOŚ, wydanie DŚU następuje przed uzyskaniem decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu. W rezultacie, aktualnie nie ma możliwości prowadzenia procedury środowiskowej równolegle z planistyczną. Omawiane rozwiązanie znacząco przyspieszyłoby etap uzyskiwania pozwoleń dla farm PV, dzięki czemu inwestycja byłaby realizowana szybciej, bez szkody dla zachowania następstwa poszczególnych etapów procesu inwestycyjnego. MKiŚ w toku opiniowania projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw zadeklarowało wprowadzenie rozwiązania polegającego na możliwości równoczesnego prowadzenia postępowania środowiskowego oraz planistycznego. Ministerstwo wyjaśnia przy tym, że na czas przygotowania raportu	<i>W ustawie z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz.U. z 2024 r. poz. 1112, 1881 i 1940) w art. 59a ust. 5 u.u.i.o.ś. poprzez wypunktowanie dodaje się nowy punkt 5. o następującej treści:</i> 1) zmiana art. 59a ust. 5 u.u.i.o.ś. poprzez wypunktowanie i dodanie nowego punktu: (...). 5. Przepisów ust. 1 i ust. 3 pkt 1 nie stosuje się również do: 1) urządzeń infrastruktury technicznej objętych pracami budowlanymi w celu usunięcia kolizji z planowaną do realizacji inwestycją strategiczną, oraz 2) instalacji odnawialnych źródeł energii w rozumieniu ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii 2) zmiana art. 80 ust. 2a u.u.i.o.ś.: Przepisu ust. 2 nie stosuje się do decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach wydawanej dla inwestycji strategicznych oraz dla instalacji odnawialnego źródła	Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu.

			OOŚ, postępowanie w sprawie wydania DŚU będzie mogło być zawieszone. Z uwagi na powyższe, jeszcze przed wydaniem DŚU właściwy organ dokona tego posiadając wiedzę o zgodności planowanej inwestycji z MPZP.	energii w rozumieniu ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.	
297.	Art. 6 – dot. art. 62 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko	Izba Energetyki i Przemysłowej i Odbiorców Energii	Jednym z aspektów prawnych, wpływających na rozwój mocy wytwórczych opartych na czystej energii, ze szczególnym uwzględnieniem technologii wiatrowych, jest kwestia zezwoleń administracyjnoprawnych. Zgodnie z komunikatem Komisji Europejskiej, Polska należy do krajów, które nie przyspieszyły procedur uzyskiwania zezwoleń dla projektów związanych z energią odnawialną. W odniesieniu do Polski zostały podjęte działania w ramach postępowania w sprawie uchybienia zobowiązaniom państwa członkowskiego. Izba postuluje wprowadzenie zmian w projekcie UD162 pozwalających na wykorzystanie potencjału rozwoju przemysłowej energetyki odnawialnej, tak aby urzeczywistnić liberalizację zasad lokalizowania m.in. elektrowni wiatrowych na lądzie, a tym samym zapewnić zgodność z prawodawstwem unijnym, w szczególności z dyrektywą RED III. Zgłoszona uwaga dotyczy jednego z rodzajów decyzji niezbędnych w procesie lokalizacyjnym – decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Projekt UD162 nie wspiera w wystarczającym stopniu rozwoju instalacji odnawialnych źródeł energii na obszarach przemysłowych. Są to obszary o jednym z największych potencjałów rozwoju energetyki odnawialnej w kraju, zarówno z uwagi na gotowość przemysłu do inwestycji we własne, bezemisyjne źródła	Art. 62 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. z 2024 r. poz. 1112) 3. W ramach oceny oddziaływania na środowisko instalacji odnawialnego źródła energii lokalizowanej na terenie przemysłowym będącym terenem przekształconym, o którym mowa w art. 160g ust. 5 pkt 2 lit. a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z 2023 r. poz. 1436, 1597, 1681 i 1762), nie jest brany pod uwagę bezpośredni i pośredni wpływ tego przedsięwzięcia na elementy, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lit. c oraz ca. 4. Minister właściwy do spraw środowiska określi, po zasięgnięciu opinii Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska, w drodze rozporządzenia, minimalne wymogi ochrony środowiska dla instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 2 pkt 13 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361), dla którego przeprowadza się ocenę oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko. Minister przy wydaniu rozporządzenia kieruje się standardami oraz dobrymi praktykami, jakie na podstawie współczesnej wiedzy i wykorzystywanych obecnie	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres przedmiotowy projektu. Kwestie liberalizujące zasady lokalizowania elektrowni wiatrowych na lądzie przewiduje projekt UD89. Całościowe wdrożenie dyrektywy RED III będzie natomiast przedmiotem odrębnych projektów ustaw.

			wytwórcze, jak i specyfikę obszarów przemysłowych. Tereny przemysłowe są terenami przekształconymi, nie posiadającymi zwykle walorów krajobrazowych czy zabytkowych. Instalacje odnawialnych źródeł energii lokalizowane na terenach przemysłowych nie powinny zatem podlegać tym samym kryteriom oceny oddziaływania na środowisko co przedsięwzięcia lokalizowane na obszarach nieprzekształconych, posiadających walory krajobrazowe. Postulowana zmiana ma na celu wyłączenie oceny walorów krajobrazowych i zabytkowych przy dokonywaniu oceny oddziaływania na środowisko przedsięwzięcia polegającego na budowie instalacji odnawialnego źródła energii na terenie przemysłowym będącym terenem przekształconym, o którym mowa w art. 160g ust. 5 pkt 2 lit. a ustawy o OZE. Jednocześnie zmiana ta synchronizuje przepisy regulujące zasady oceny oddziaływania na środowisko z przepisami dotyczącymi planów obszarów OZE wprowadzanymi na mocy projektu UD162. Wskazać należy również, że w polskim porządku prawnym brak jest formalnych wytycznych w zakresie kryteriów oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko, o której mowa w art. 61 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (t.j. Dz. U. z 2024 r. poz. 1112). Obecnie organy przeprowadzają tę ocenę w oparciu o nieoficjalne wytyczne, nieposiadające statusu prawa powszechnie obowiązującego.	technologii, są rekomendowane do stosowania w Polsce.	

			Aby proces ten był transparentny i dostosowany do obowiązujących norm środowiskowych, postulujemy również wprowadzenie ustawowego upoważnienia dla ministra właściwego do spraw środowiska do obligatoryjnego wydania rozporządzenia określającego minimalne wymogi ochrony środowiska dla instalacji odnawialnych źródeł energii. Z uwagi na uwarunkowania technologiczne, wiatraki mają największy wpływ na środowisko pośród instalacji odnawialnych źródeł energii. W związku z tym zakres i sposób oceny oddziaływania na środowisko dokonany przez organ w największym stopniu determinuje możliwość realizacji farm wiatrowych. Jak wskazano, wymogi zawarte w proponowanym rozporządzeniu są wartościami minimalnymi z uwagi na fakt, że specyfika każdego obszaru wymaga dopasowania indywidualnych wskaźników. W przypadku terenów przekształconych w tym terenów przemysłowych i poprzemysłowych, ze względu na zredukowane zasoby naturalne, wpływ na środowisko będzie mniejszy niż na obszarach o bogatej bioróżnorodności. Postulowane rozwiązanie uzupełni ramy prawne zaproponowane projektem UD162 i pozwoli na ulokowanie farm wiatrowych w strategicznych obszarach geograficznych, wymagających zwiększonych nakładów energetycznych. Wzmocnienie możliwości budowy farm wiatrowych, w szczególności lokalizowanych na terenach przemysłowych i poprzemysłowych przybliży Polskę do osiągnięcia neutralności klimatycznej. Dodatkowo zapewni czystą oraz najtańszą energię z odnawialnych źródeł energii zarówno dla		

			tych zakładów, jak i dla terenów mieszkalnych w ich sąsiedztwie.		
298.	Art. 6 – dot. art. 71a ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko	Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki	Dodanie po art. 71 u.u.i.o.ś. art. 71a. Propozycja ustanowienia terminów maksymalnych przyczyni się pozytywnie do przyspieszenia procedury wydawania DŚU. Założone długości terminów wydają się proporcjonalne względem zarówno celów minimalnych wynikających z prawa UE, jak i uwzględniają problematykę braków kadrowych i kompetencyjnych w organach ochrony środowiska. Proponowana zmiana gwarantuje zgodność z celami dyrektywy RED III, które wymagają, aby procedury administracyjne dotyczące inwestycji w OZE były przejrzyste, proporcjonalne i uproszczone, a ich czas trwania nie przekraczał 12 miesięcy (na obszarach przyspieszonego rozwoju) lub 24 miesięcy poza tymi obszarami. Z uwagi na fakt, że DŚU pełni prejudycjalną względem pozostałych decyzji decyzję, kluczowym jest wprowadzenie maksymalnych terminów dla tej procedury, ponieważ odblokowuje ona możliwość przejścia do kolejnego etapu inwestycji. Do rozważenia pozostaje również rozwiązanie problemów systemowych wymienionych w części opisowej i związanych z funkcjonowaniem organów ochrony środowiska. Postulaty zakładają nie tylko wzrost poziomu finansowania organów celem rozbudowy kadr i wzmocnienia jej potencjału, ale i m.in. powołanie wyspecjalizowanych komórek zajmujących się wyłącznie procedowaniem DŚU przy wsparciu eksperckim.	Art. 71a 1. Decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach dla instalacji fotowoltaicznych wydaje się w następujących terminach: 1) 4 miesiące – dla projektów niewymagających przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko o której mowa w art. 59 ust. 1, zlokalizowanych na obszarach przyspieszonego rozwoju odnawialnych źródeł energii. 2) 8 miesięcy – dla projektów niewymagających przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko o której mowa w art. 59 ust. 1 na pozostałych obszarach oraz dla projektów wymagających przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko o której mowa w art. 59 ust. 1, zlokalizowanych na obszarach przyspieszonego rozwoju odnawialnych źródeł energii. 3) 12 miesięcy – dla projektów wymagających przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko o której mowa w art. 59 ust. 1 na pozostałych obszarach. 2. Terminy o których mowa w ust. 1 liczą się od dnia, w którym w którym wniosek został uznany za kompletny. Organ ma 21 dni od wpływu wniosku na wezwanie wnioskodawcy do uzupełnienia braków. W przeciwnym razie, wniosek uznaje się za kompletny.	Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu.
299.	Art. 6 – dot. art. 72 ust. 2c ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu	Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki	Dodanie po art. 72 ust. 2b UOOŚ ust. c) dot. zasad modyfikacji decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji („DŚU”).	2c W przypadku modyfikacji przedsięwzięcia polegającego na realizacji projektu instalacji fotowoltaicznej z magazynem energii lub bez magazynu energii, które uzyskało już decyzję o której mowa w art. 71 ust. 1 u.u.i.o.ś.:	Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu.

	informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko		Proponowana zmiana wychodzi naprzeciwko celowi ujednolicenia procedur administracyjnych wynikającego z dyrektywy RED III. Stworzenie dedykowanych przepisów prawnych dla modyfikacji projektów PV znacznie ograniczyłoby uznaniowość właściwych organów procedujących DŚU. Duże projekty fotowoltaiczne często wymagają modyfikacji w trakcie realizacji. Przykładem jest dodanie magazynów energii, zmiana parametrów technicznych lub etapowanie inwestycji. Obecnie nie ma jednolitych zasad dotyczących modyfikacji (DŚU). W wyniku tego, w zależności od gminy, może być wymagana nowa DŚU, dopuszczona jest zmiana istniejącej decyzji w drodze postępowania administracyjnego lub – całkowicie poza procedurą środowiskową – wystarczające mogą być zmiany w pozwoleniu na budowę. Brak jednoznacznych regulacji prowadzi do różnych praktyk organów.	a) nie wymaga się uzyskania nowej decyzji ani jej zmiany jeżeli modyfikacja nie zwiększa oddziaływania projektu na środowisko w zakresie określonym w pierwotnej decyzji oraz gdy jest zgodna z warunkami wynikającymi z pierwotnej decyzji środowiskowej; b) wymaga się zmiany decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych jeżeli modyfikacja potencjalnie zwiększa oddziaływanie projektu na środowisko w porównaniu z ustalonym zakresem w pierwotnej decyzji; c) wymaga się uzyskania nowej decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych jeżeli modyfikacja znacząco zwiększa oddziaływanie projektu na środowisko w porównaniu z ustalonym zakresem w pierwotnej decyzji. Minister właściwy do spraw środowiska w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia kryteria oceny istotności modyfikacji w projekcie, w tym progi i wskaźniki, szczegółowy zakres dokumentacji wymaganej przy zgłoszeniu modyfikacji oraz tryb postępowania organów w przypadku procedury zgłoszenia modyfikacji projektu.	
300.	Art. 7 - dot. ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim	PSEW	PSZW, które zostały wydane przed wejściem w życie ustawy z 17 grudnia 2021 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, zawierają w warunkach realizacji przedsięwzięcia wymogi dotyczące zapewnienia obronności i bezpieczeństwa państwa. Z kolei w związku z wejściem w życie ww. ustawy, wprowadzono przepisy art. 113c ust. 1 i 2 do ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 o bezpieczeństwie morskim, które określiły konieczność przygotowania ekspertyz w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń na systemy	Postuluje się dodanie w art. 113c ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 o bezpieczeństwie morskim ust. 5a o brzmieniu: „5a. W przypadku gdy z pozwoleń, o których mowa w art. 23 lub art. 26 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, albo z uzgodnień, o których mowa w art. 27 tej ustawy, wydanych przed wejściem w życie ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. 2021 poz. 234), wynikają obowiązki w	Uwaga nieuwzględniona Ekspertyzy, o których mowa w art. 113c ust. 1 i 2 ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 o bezpieczeństwie morskim i wymagania zawarte w decyzjach lokalizacyjnych dla MFW i ZU wzajemnie się uzupełniają. Proponowany w uwadze przepis zdaje się ingerować w prawa nabyte decyzją administracyjną, co w konsekwencji mogłoby wiązać się z poniesieniem odpowiedzialności odszkodowawczej za pozbawienie uprawnienia.

			obronności państwa, w tym na system zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej, morskiej łączności radiowej oraz system kontroli służb ruchu lotniczego Sił Zbrojnych RP, a także na system zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej i morskiej łączności radiowej Straży Granicznej. Ustawodawca jednak nie rozstrzygnął w przepisach przejściowych dwoistości regulacji obowiązków wytwórcy w zakresie kompensacji negatywnego wpływu farm wiatrowych na systemy obronności RP, co na obecnym etapie rodzi szereg komplikacji w ramach instalowania wymaganych sprzętów, ponoszonych kosztów oraz odpowiedzialności. Postuluje się wprowadzenie przepisu wskazującego, że jeśli PSZW nakłada obowiązki w zakresie zapewnienia obronności i bezpieczeństwa państwa, to wytwórca jest zobowiązany do realizacji obowiązków wynikających wyłącznie z ekspertyz, o których mowa w art. 113c ust 1 i 2 ustawy o bezpieczeństwie morskim.	zakresie zapewnienia obronności i bezpieczeństwa państwa, wytwórca jest zobowiązany do realizacji obowiązków wynikających wyłącznie z ekspertyz, o których mowa ust. 1 i 2."	
301.	Art. 7 pkt 1 lit. b – dot. art. 5 pkt 10d ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim	PGE S.A.	Postulujemy doprecyzować zakres definicji 'personelu przemysłowego' o osoby podróżujące i przebywające na pokładzie statku powietrznego ze względu na możliwość wykonywania prac na morzu przez personel przy użyciu również tego rodzaju transportu.	W art. 5 ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim dodawany pkt 10d otrzymuje brzmienie: „10d) <i>personel przemysłowy</i> – należy przez to rozumieć każdą osobę podróżującą albo przebywającą na pokładzie statku lub statku powietrznym w celu wykonywania wszelkich czynności związanych z budową lub eksploatacją sztucznych wysp, konstrukcji, urządzeń albo kabli lub rurociągów w polskich obszarach morskich”	Uwaga nieuwzględniona Ustawa z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim reguluje sprawy bezpieczeństwa morskiego w zakresie budowy statku, jego stałych urządzeń i wyposażenia, inspekcji statku, kwalifikacji i składu załogi statku, bezpiecznego uprawiania żeglugi morskiej oraz ratowania życia na morzu.
302.	Art. 7 pkt 1 lit. b – dot. art. 5 pkt 10d ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Postulujemy doprecyzować zakres definicji 'personelu przemysłowego' o osoby podróżujące i przebywające na pokładzie statku powietrznego ze względu na możliwość wykonywania prac na morzu	W art. 5 ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim dodawany pkt 10d otrzymuje brzmienie: „10d) <i>personel przemysłowy</i> – należy przez to rozumieć każdą osobę podróżującą albo	Uwaga nieuwzględniona Ustawa z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim reguluje sprawy bezpieczeństwa morskiego w

	bezpieczeństwie morskim		przez personel przy użyciu również tego rodzaju transportu.	przebywającą na pokładzie statku lub statku powietrznym w celu wykonywania wszelkich czynności związanych z budową lub eksploatacją sztucznych wysp, konstrukcji, urządzeń albo kabli lub rurociągów w polskich obszarach morskich”	zakresie budowy statku, jego stałych urządzeń i wyposażenia, inspekcji statku, kwalifikacji i składu załogi statku, bezpiecznego uprawiania żeglugi morskiej oraz ratowania życia na morzu.
303.	Art. 7 pkt 3 – dot. art. 113c ust. 3a ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim	GK ORLEN	Przepis zaproponowany w projekcie (dodanie nowego ust. 3a do art. 113c) określa jedynie, że wszystkie koszty związane z kompensacją negatywnego wpływu morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń wynikające z ekspertyz ponosi wytwórca, i nie reguluje licznych problemów związanych m.in. z możliwością zakupu urządzeń oraz sposobem rozliczenia kosztów zakupu i instalacji urządzeń w sytuacji, w której wytwórca nie ma uprawnień (np. właściwych licencji), aby zakupić ten sprzęt. Dodatkowo, wytwórca co do zasady nie będzie miał dostępu do danych rejestrowanych w urządzeniach MON lub MSWiA. Ciągle pozostaje w mocy art. 113 d ust. 4, a zatem koszty utrzymania ponosi wytwórca, o ile jest właścicielem tych urządzeń.	Postuluje się, aby najpóźniej przed instalacją urządzeń, zostało zawarte porozumienie między wytwórcą oraz właściwymi jednostkami organizacyjnymi podlegającymi Ministrowi Obrony Narodowej, lub właściwemu ministrowi do spraw wewnętrznych, które będzie określało ww. kwestie. W porozumieniu, o którym mowa wyżej, strony ustalą warunki zakupu oraz użytkowania wymaganych urządzeń. Postuluje się w art. 113c. dodanie ust. 3a w brzmieniu: „3a. Koszt zakupu oraz instalacji urządzeń, o których mowa w ust. 2 i 3 ponosi wytwórca w rozumieniu art. 3 pkt 12 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej. Najpóźniej przed instalacją urządzeń, o których mowa w ust. 2 i 3 wytwórca oraz odpowiednie jednostki organizacyjne podlegające Ministrowi Obrony Narodowej, lub właściwemu ministrowi do spraw wewnętrznych są zobowiązane zawrzeć porozumienie w przedmiocie zakupu i warunków utrzymania urządzeń, przy czym wytwórca odpowiada za zorganizowanie utrzymania tych urządzeń i koszty z tym związane, o ile jest ich właścicielem. Ust. 4 stosuje się odpowiednio. W przypadku, gdy wytwórca nie ma uprawnień, aby zakupić urządzenia, o których mowa w ust. 2 i 3, a zakup może być zrealizowany	Uwaga nieuwzględniona Projektowany art. 113c ust. 3a ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim reguluje kwestie związane z udostępnianiem danych niezbędnych do sporządzenia ekspertyz, o których mowa w ust. 1 i 2. Prawdopodobnie zgłaszający uwagę miał na myśli projektowany art. 113d ust. 3a ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim. W tym miejscu należy zaznaczyć, że odpowiedzialność za kompensację negatywnego wpływu MFW i ZU na systemy obronności państwa i ochrony granicy państwowej na morzu leży wyłącznie po stronie właściciela MFW i ZU. Jednostki organizacyjne podlegające Ministrowi Obrony Narodowej lub właściwemu ministrowi do spraw wewnętrznych nie mogą być prawnie zobowiązane do zakupu urządzeń, rozliczenia kosztów tego zakupu i instalacji urządzeń w sytuacji, w której wytwórca nie ma uprawnień do zakupu sprzętu, którym chce dokonać kompensacji negatywnego wpływu MFW i ZU na systemy obronności państwa i ochrony granicy państwowej na morzu.

				wyłącznie przez odpowiednie jednostki organizacyjne podlegające Ministrowi Obrony Narodowej, lub ministrowi właściwemu do spraw wewnętrznych, porozumienie uwzględnia zasady zakupu tych urządzeń.”	
304.	Art. 7 pkt 3 – dot. art. 113c ust. 5a ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim	RWE Offshore Wind Poland	W art. 7 postuluje się dodanie dodatkowej zmiany – dodanie w art 113c po ust. 5 ust. 5a, uznającego wdrażanie środków kompensujących z ekspertyz jako wykonanie analogicznych obowiązków z PSZW. Uzasadnienie Uznanie wdrożenia wynikających z ekspertyz środków kompensujących negatywny wpływ morskich farm wiatrowych za wykonanie analogicznych obowiązków wynikających z pozwolenia na wznoszenie sztucznych wysp, pozwoli na uniknięcie dublowania działań i kosztów związanych z zapewnieniem obronności i bezpieczeństwa państwa. Wynikający z obecnego podejścia obowiązek wdrożenia odrębnych środków kompensacyjnych, prowadzi do niepotrzebnego zwiększenia obciążeń administracyjnych i finansowych, a także może prowadzić do niespójności w podejmowanych działaniach, ostatecznie obniżając ich efektywność. Proponowana zmiana ma na celu uproszczenie procedur poprzez uznanie wdrożenia środków kompensujących z ekspertyz za równoznaczne z wypełnieniem obowiązków wynikających z PSZW. Takie podejście pozwoli na uniknięcie redundancji działań i zredukowanie obciążeń finansowych ponoszonych przez inwestorów.	w art. 113c. po ust. 5 dodaje się ust. 5a w brzmieniu: „5a. W przypadku gdy z pozwoleń, o których mowa w art. 23 lub art. 26 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, albo z uzgodnień, o których mowa w art. 27 tej ustawy, wydanych przed wejściem w życie ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. 2021 poz. 234), wynikają obowiązki w zakresie zapewnienia obronności i bezpieczeństwa państwa, wytwórca jest zobowiązany do realizacji obowiązków wynikających wyłącznie z ekspertyz, o których mowa ust. 1 i 2.”	Uwaga nieuwzględniona Ekspertyzy, o których mowa w art. 113c ust. 1 i 2 ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 o bezpieczeństwie morskim i wymagania zawarte w decyzjach lokalizacyjnych dla MFW i ZU wzajemnie się uzupełniają. Proponowany w uwadze przepis zdaje się ingerować w prawa nabyte decyzją administracyjną, co w konsekwencji mogłoby wiązać się z poniesieniem odpowiedzialności odszkodowawczej za pozbawienie uprawnienia.

			Dodatkowo, obecne rozproszenie działań kompensacyjnych może prowadzić do niespójności w podejmowanych działaniach, co ostatecznie obniża ich efektywność. Ujednolicenie procesu poprzez uznanie wdrożenia środków z ekspertyz za spełniające wymogi PSZW, pozwoli na skoordynowanie działań i zapewnienie spójności w podejmowanych inicjatywach na rzecz obronności i bezpieczeństwa państwa.		
305.	Art. 7 pkt 4 – dot. art. 113d ust. 3a ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim	RWE Offshore Wind Poland	Jasne i transparentne zasady współistnienia MFW i systemów obronności państwa sprzyjają budowaniu zaufania inwestorów, co przekłada się zarówno na zwiększenie atrakcyjności inwestycyjnej projektów MFW i przyspieszenie ich realizacji, jak i zwiększoną skuteczność działania systemów obronności państwa. Proponowana zmiana, przenosząca koszty tego współistnienia w pełni na wytwórców budzi jednak poważne zastrzeżenia z następujących powodów: 1. Ryzyko obniżonej skuteczności działania wdrażanych środków Obciążenie kosztami wyłącznie wytwórców może prowadzić do ograniczonej współpracy i dialogu między sektorem MFW a instytucjami odpowiedzialnymi za obronność państwa. Współpraca i współodpowiedzialność są kluczowe dla znalezienia optymalnych rozwiązań, które uwzględniają zarówno potrzeby energetyczne, jak i obronne kraju. 2. Zwiększone ryzyko finansowe i brak analizy wpływu na inwestorów Chociaż propozycja ma na celu redukcję ryzyka regulacyjnego, w rzeczywistości wprowadza znaczące ryzyko finansowe dla	Postuluje się w art. 113d. dodanie ust. 3a w następującym brzmieniu: „3a. Przed instalacją urządzeń, o których mowa w ust. 2 i 3, wytwórca w rozumieniu art. 3 pkt 12 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz odpowiednie jednostki organizacyjne podlegające Ministrowi Obrony Narodowej lub ministrowi właściwemu do spraw wewnętrznych zawierają porozumienie w przedmiocie zakupu i warunków utrzymania tych urządzeń, przy czym: 1) koszt zakupu i instalacji urządzeń, o których mowa w ust. 2 i 3, ponoszą w równych częściach wytwórca oraz odpowiednie jednostki organizacyjne podlegające Ministrowi Obrony Narodowej lub ministrowi właściwemu do spraw wewnętrznych; 2) koszty utrzymania urządzeń, o których mowa w ust. 2 i 3, ponoszą odpowiednie jednostki organizacyjne podlegające Ministrowi Obrony Narodowej lub ministrowi właściwemu do spraw wewnętrznych; 3) w przypadku gdy wytwórca nie posiada uprawnień do zakupu urządzeń, o których mowa w ust. 2 i	Uwaga nieuwzględniona Odpowiedzialność za kompensację negatywnego wpływu MFW i ZU na systemy obronności państwa i ochrony granicy państwowej na morzu leży wyłącznie po stronie właściciela MFW i ZU. Nie może być przenoszona na organy i służby państwowe. Jednostki organizacyjne podlegające Ministrowi Obrony Narodowej lub ministrowi właściwemu do spraw wewnętrznych nie mogą być prawnie zobowiązane do zakupu urządzeń, rozliczenia kosztów tego zakupu i instalacji urządzeń w sytuacji, w której wytwórca nie ma uprawnień do zakupu sprzętu, którym chce dokonać kompensacji negatywnego wpływu MFW i ZU na systemy obronności państwa i ochrony granicy państwowej na morzu. Kwestie związane z obowiązkiem kompensacji negatywnego wpływu MFW i ZU na systemy obronności państwa i ochrony granicy państwowej na morzu były zawarte w pierwotnych przepisach ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. z

		inwestorów. Koszty kompensacji, o których mowa w projekcie, mogą być bardzo wysokie. Ocena skutków regulacji (OSR) całkowicie pomija wpływ tych regulacji na przedsiębiorców i nie zawiera żadnych szacunków liczbowych. To wymaga pilnego uzupełnienia, gdyż uniemożliwia rzetelną ocenę wpływu projektowanych przepisów na sektor morskiej energetyki wiatrowej (MFW). 3. Negatywny wpływ na ceny energii i rozwój MFW i pogorszenie rentowności projektów I fazy Zwiększone ryzyko finansowe przełoży się na wyższe ceny w ofertach aukcyjnych, co ostatecznie obciąży konsumentów. Co więcej, koszty te nie zostały uwzględnione w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 stycznia 2025 r. w sprawie maksymalnej ceny za energię elektryczną z MFW. W efekcie, atrakcyjność proponowanej ceny maksymalnej ulega obniżeniu, co zniechęca inwestorów i spowalnia rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce. Proponowane rozwiązanie dotyczy również projektów I fazy, pogarszając ich rentowność. Wymagania nakładane na inwestorów offshore stale rosną, generując konieczność dostosowywania projektów i ponoszenia coraz większych kosztów. Brak jest adekwatnego wzrostu ceny maksymalnej, wyznaczonej dla tych projektów w 2021 roku, co zagraża ich realizacji. W odniesieniu do projektu UC47: Równolegle rząd pracuje nad projektem UC47, który nałoży na inwestorów kolejne obowiązki i koszty. Kumulacja tych obciążeń (zmiany w ustawie o bezpieczeństwie morskim i projekt UC47)	3, a zakup może być zrealizowany wyłącznie przez odpowiednie jednostki organizacyjne, porozumienie szczegółowo określa zasady zakupu i warunki utrzymania tych urządzeń.” Korekta wysokości ceny maksymalnej: Dodanie do Projektu przepisu przejściowego: „Art 1X. W terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, minister właściwy do spraw klimatu, po zasięgnięciu opinii ministra właściwego do spraw aktywów państwowych oraz ministra właściwego do spraw finansów publicznych, zmienia brzmienie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 31 ust. 11 ustawy zmienianej w art. 1, uwzględniając koszty, o których mowa w art. 113 d ust. 3a ustawy zmienianej w art. 7 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.” Alternatywnie dodać można także wyraźną zmianę w art. 31 ust. 11 i stosownie zmodyfikować powyższy przepis przejściowy: Art. 31 ust. 11 ustawy <i>offshore</i> otrzymuje brzmienie: „11. Minister właściwy do spraw klimatu, po zasięgnięciu opinii ministra właściwego do spraw aktywów państwowych oraz ministra właściwego do spraw finansów publicznych, określi, w drodze rozporządzenia, maksymalną cenę za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci, wyrażoną w złotych za 1 MWh, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców,	2021 r. poz. 234). Projektowane przepisy w żaden sposób nie rozszerzają wcześniej wprowadzonych wymagań. Błędna jest teza jakoby wymagania, dot. realizacji inwestycji MFW i ZU, związane z obronnością i bezpieczeństwem państwa nie zostały uwzględnione przez ministra właściwego do spraw klimatu w rozporządzeniu określającym maksymalną cenę, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. W kontekście uwagi dotyczącej prac rządu nad projektem ustawy o zmianie ustawy o zarządzaniu kryzysowym oraz niektórych innych ustaw (UC47) należy podkreślić, że nie zostało przesądzone czy i jeśli tak, to które morskie farmy wiatrowe będą infrastrukturą krytyczną. Przepisy zawarte w ustawie o bezpieczeństwie morskim są obowiązujące dla wszystkich wytwórców energii w morskich farmach wiatrowych.

			stawia pod znakiem zapytania opłacalność inwestycji w MFW w Polsce. Postulowane rozwiązanie: Postulujemy współdzielenie kosztów związanych z kompensacją negatywnego wpływu MFW na systemy obronne pomiędzy wytwórców a właściwe organy i służby państwowe. Uzasadnienie 1. Postulat ten opiera się na przekonaniu o wspólnym interesie publicznym, gdzie zarówno wytwórcy, jak i państwo, reprezentowane przez właściwe organy i służby, powinni być zainteresowani zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego i obronności państwa. Uważamy, że współdzielenie kosztów jest wyrazem solidarności i odpowiedzialności za realizację tych celów. 2. Współdzielenie kosztów pozwala na ich optymalizację i uniknięcie nadmiernego obciążenia jednej ze stron. Wytwórcy z MFW, jako podmioty komercyjne, powinni ponosić część kosztów związanych z ich działalnością, ale państwo również powinno partycypować w kosztach, które wynikają z jego odpowiedzialności za obronność. 3. Współdzielenie kosztów sprzyjać będzie budowaniu wzajemnego zrozumienia i poszukiwaniu optymalnych rozwiązań, które uwzględniają zarówno potrzeby obronności, jak i rozwój morskiej energetyki wiatrowej. Takie podejście zwiększy efektywność	przy czym cena ta może być określona odmiennie dla poszczególnych obszarów, grupy obszarów lub grup obszarów wskazanych w załączniku nr 1 lub 2 do ustawy, uwzględniając: 1) koszty operacyjne oraz dodatkowe koszty inwestycyjne ponoszone w okresie eksploatacji, w którym wytwórca korzysta z prawa do pokrycia ujemnego salda, w tym koszty, o których mowa w art. 113 d ust. 3a Ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim (Dz.U. Nr 228, poz. 1368, z późn. zm.); 2) koszty inwestycyjne ponoszone w okresie przygotowania projektu i budowy morskiej farmy wiatrowej wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną oraz zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, a także koszty całkowitej likwidacji morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, po zakończeniu jej eksploatacji; 3) uzasadniony zwrot z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą w zakresie przygotowania, budowy i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej.”	

			działań kompensacyjnych, pozwoli na efektywne wykorzystanie środków oraz uniknięcie niepotrzebnych kosztów, szczególnie mając na uwadze skalę powstającej w ramach rozwoju morskiej energetyki wiatrowej infrastruktury i jej znaczenia dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. Ponadto: 1. Zaproponowane dookreślenie współodpowiedzialności finansowej wytwórców powinno pociągnąć za sobą korektę systemu wsparcia CfD. Rząd powinien uwzględnić wszelkie dodatkowe koszty w adekwatnie wyznaczonej cenie maksymalnej, a w przypadku fazy pierwszej w inny sposób zrekompensować inwestorom poniesione koszty, np. poprzez ulgi podatkowe lub obniżenie innych opłat. W projekcie UC47 należy jednoznacznie określić, że koszty dostosowania MFW do wymogów Infrastruktury Krytycznej powinny być pokryte ze wsparciem finansowym państwa, o którym mowa w art. 10 dyrektywy CER ((EU) 2022/2557).		
306.	Art. 7 pkt 4 – dot. art. 113d ust. 3a ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Wprowadzenie przepisu wskazującego, że jeśli PSzW nakłada obowiązki w zakresie zapewnienia obronności i bezpieczeństwa państwa, to wytwórca jest zobowiązany do realizacji obowiązków wynikających wyłącznie z ekspertyz, o których mowa w art. 113c ust 1 i 2 ustawy o bezpieczeństwie morskim. Wprowadzenie konieczności zawarcia porozumienia między inwestorem, a odpowiednimi jednostkami MON i MSWiA,	W art. 7 projektu ustawy pkt 4 otrzymuje brzmienie: „4) w art. 113d: a) ust. 2-4 otrzymują brzmienie: „2. Jeżeli z ekspertyz lub planów, o których mowa w art. 113b ust. 1, wynika konieczność instalacji urządzeń niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa lub realizacji zadań Służby SAR, poszczególne elementy morskiej farmy wiatrowej lub zespół urządzeń udostępnia się organom administracji morskiej oraz Służby SAR, jeżeli	Uwaga nieuwzględniona Odpowiedzialność za kompensację negatywnego wpływu MFW i ZU na systemy obronności państwa i ochrony granicy państwowej na morzu leży wyłącznie po stronie właściciela MFW i ZU. Nie może być przenoszona na organy i służby państwowe. Jednostki organizacyjne podlegające Ministrowi Obrony Narodowej lub

		określającego m.in. odpowiedzialność za zakup, instalację, użytkowanie oraz poniesienie kosztów za urządzenia wynikające z ekspertyz. Postulujemy podział kosztu związanego z zakupem i utrzymaniem urządzeń kompensujących działania MFW między inwestorów i Ministra Obrony Narodowej. Koszty związane z zakupem ww. urządzeń nie były brane pod uwagę w momencie ustalania ceny maksymalnej dla projektów I fazy, stąd wszelkie obciążenia wynikające z ekspertyz przygotowywanych dla MON i MSWiA dodatkowo obciążają budżet przedsięwzięcia. Co więcej, wymogi stawiane przez MON stale są rozszerzane, co stwarza dodatkowe ryzyka finansowe inwestycji. Wytwórca obecnie - oprócz kosztów sięgających od kilkunastu do kilkudziesięciu miliardów złotych związanych stricte z budową i eksploatacją MFW - musi ponosić również znaczące koszty zakupu i utrzymania sprzętu niezwiązanego z istotą przedsięwzięcia. Wskazać należy, że MFW stanowią kluczowy filar polskiej transformacji energetycznej, a ich udział w miksie energetycznym będzie istotnym elementem w strukturze bezpieczeństwa energetycznego państwa (część bezpieczeństwa narodowego). Tym samym niezasadne jest dodatkowe obciążanie wytwórców wydatkami związanymi z realizacją obowiązków leżących po stronie właściwych organów lub służb w zakresie obronności kraju, jeśli morskie farmy wiatrowe pełnią tak kluczową rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego.	<i>jest to niezbędne dla realizacji ich zadań lub w celu instalacji urządzeń służących wykonywaniu zadań tych organów lub tej służby.</i> <i>3. Jeżeli z ekspertyz, o których mowa w art. 113c ust. 1 i 2, wynika konieczność instalacji urządzeń niezbędnych z punktu widzenia obronności lub bezpieczeństwa państwa, w tym ochrony granicy państwowej na morzu, poszczególne elementy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń udostępnia się jednostkom organizacyjnym podlegającym Ministrowi Obrony Narodowej oraz ministrowi właściwemu do spraw wewnętrznych, jeżeli jest to niezbędne do wykonywania zadań tych jednostek lub w celu instalacji urządzeń służących wykonywaniu tych zadań, pod warunkiem że urządzenia te nie będą zakłócać prawidłowego działania morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń.</i> <i>4. Koszt zakupu oraz utrzymania urządzeń o których mowa w ust. 2 i 3, ponoszą w równych częściach wytwórca oraz właściwe organy lub służby. Przed dokonaniem zakupu urządzeń o których mowa w ust. 2 i 3, strony zawierają porozumienie w przedmiocie zakupu i utrzymania urządzeń, przy czym wytwórca odpowiada za zorganizowanie utrzymania tych urządzeń.”,</i> <i>b) dodaje się ust. 6 w brzmieniu:</i> <i>„6. W przypadku podjęcia przez wytwórcę finalnej decyzji inwestycyjnej lub rozpoczęcia budowy morskiej farmy wiatrowej w rozumieniu art. 20 ust. 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych zaistnieje konieczność instalacji urządzeń niezbędnych z punktu widzenia obronności lub bezpieczeństwa państwa lub niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa lub realizacji zadań Służby</i>	właściwemu ministrowi do spraw wewnętrznych nie mogą być prawnie zobowiązane do zakupu urządzeń, rozliczenia kosztów tego zakupu i instalacji urządzeń w sytuacji, w której wytwórca nie ma uprawnień do zakupu sprzętu, którym chce dokonać kompensacji negatywnego wpływu MFW i ZU na systemy obronności państwa i ochrony granicy państwowej na morzu. Kwestie związane z obowiązkiem kompensacji negatywnego wpływu MFW i ZU na systemy obronności państwa i ochrony granicy państwowej na morzu były zawarte w pierwotnych przepisach ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. z 2021 r. poz. 234). Projektowane przepisy w żaden sposób nie rozszerzają wcześniej wprowadzonych wymagań. Błędna jest teza jakoby wymagania, dot. realizacji inwestycji MFW i ZU, związane z obronnością i bezpieczeństwem państwa nie zostały uwzględnione przez ministra właściwego do spraw klimatu w rozporządzeniu określającym maksymalną cenę, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.

			Wydatki związane z zakupem i utrzymaniem urządzeń służących do wykonywania zadań państwa powinny być podzielone między wytwórców, a właściwe organy i służby minimalnie w zakresie 50/50. Strony powinny przed dokonaniem zakupu urządzeń zawrzeć porozumienie i uregulować kwestie związane m.in. z faktycznym dokonaniem zakupu sprzętu. Zauważyć bowiem należy, że nie każdy sprzęt może być zakupiony przez podmiot cywilny, a część urządzeń wymaganych przez np. MON będzie stanowiła towary podwójnego zastosowania lub wyłącznie wojskowego zastosowania. Ponadto, zaangażowanie finansowe właściwych organów pozwoli na zracjonalizowanie obowiązków nakładanych na inwestorów w zakresie pozyskania odpowiednich urządzeń. Niezależnie od kwestii zakupowych i podziału kosztów, z uwagi na charakter działalności MFW, za zorganizowanie utrzymania urządzeń wymaganych na podstawie ekspertyz powinien odpowiadać wytwórca, jako podmiot mający bezpośredni i nieograniczony dostęp do swojej infrastruktury. W przypadku nieuwzględnienia powyższego postulatu, proponowane przez projektodawcę brzmienie przepisu powinno jasno określać, że obowiązki określone w ekspertyzie nie powinny być rozszerzane, a w przypadku takiego rozszerzenia, koszty zakupu dodatkowych urządzeń nie leżą po stronie wytwórcy, ale organu żądającego rozszerzenia obowiązków kompensacyjnych. Ponadto należy uregulować sytuację, w której wytwórca spełnił obowiązki wynikające z zatwierdzonych przez organy	SAR, wytwórca nie ponosi kosztu ich zakupu, instalacji, utrzymania lub likwidacji.”.	

			ekspertyz i zainstalował niezbędne urządzenia kompensujące, ale po podjęciu finalnej decyzji inwestycyjnej lub rozpoczęciu budowy morskiej farmy wiatrowej w rozumieniu art. 20 ust. 2 uMEW zaistnieje konieczność instalacji urządzeń niezbędnych z punktu widzenia obronności lub bezpieczeństwa państwa lub niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa lub realizacji zadań Służby SAR. W takim przypadku wytwórca nie powinien ponosić kosztu zakupu, instalacji, utrzymania lub likwidacji tych urządzeń.		
307.	Art. 7 pkt 4 - dot. art. 113d ust. 3a ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim	PSEW	Jasne i transparentne zasady współistnienia MFW i systemów obronności państwa sprzyjają budowaniu zaufania inwestorów, co przekłada się zarówno na zwiększenie atrakcyjności inwestycyjnej projektów MFW i przyspieszenie ich realizacji, jak i zwiększoną skuteczność działania systemów obronności państwa. Proponowana zmiana, przenosząca koszty tego współistnienia w pełni na wytwórców budzi jednak poważne zastrzeżenia z następujących powodów: 1. Ryzyko obniżonej skuteczności działania wdrażanych środków Obciążenie kosztami wyłącznie wytwórców może prowadzić do ograniczonej współpracy i dialogu między sektorem MFW a instytucjami odpowiedzialnymi za obronność państwa. Współpraca i współodpowiedzialność są kluczowe dla znalezienia optymalnych rozwiązań, które uwzględniają zarówno potrzeby energetyczne, jak i obronne kraju. 2. Zwiększone ryzyko finansowe i brak analizy wpływu na inwestorów	Postuluje się w art. 113d. dodanie ust. 3a w brzmieniu: „3a. Przed instalacją urządzeń, o których mowa w ust. 2 i 3, wytwórca w rozumieniu art. 3 pkt 12 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz odpowiednie jednostki organizacyjne podlegające Ministrowi Obrony Narodowej lub ministrowi właściwemu do spraw wewnętrznych zawierają porozumienie w przedmiocie zakupu i warunków utrzymania tych urządzeń, przy czym: 1. koszt zakupu i instalacji urządzeń, o których mowa w ust. 2 i 3, ponoszą w równych częściach wytwórca oraz odpowiednie jednostki organizacyjne podlegające Ministrowi Obrony Narodowej lub ministrowi właściwemu do spraw wewnętrznych; 2. koszty utrzymania urządzeń, o których mowa w ust. 2 i 3, ponoszą odpowiednie jednostki organizacyjne podlegające Ministrowi Obrony Narodowej lub ministrowi właściwemu do spraw wewnętrznych;	Uwaga nieuwzględniona Odpowiedzialność za kompensację negatywnego wpływu MFW i ZU na systemy obronności państwa i ochrony granicy państwowej na morzu leży wyłącznie po stronie właściciela MFW i ZU. Nie może być przenoszona na organy i służby państwowe. Jednostki organizacyjne podlegające Ministrowi Obrony Narodowej lub ministrowi właściwemu do spraw wewnętrznych nie mogą być prawnie zobowiązane do zakupu urządzeń, rozliczenia kosztów tego zakupu i instalacji urządzeń w sytuacji, w której wytwórca nie ma uprawnień do zakupu sprzętu, którym chce dokonać kompensacji negatywnego wpływu MFW i ZU na systemy obronności państwa i ochrony granicy państwowej na morzu. Kwestie związane z obowiązkiem kompensacji negatywnego wpływu MFW i ZU na systemy obronności państwa i ochrony granicy państwowej na morzu były zawarte w pierwotnych przepisach ustawy o promowaniu

		Chociaż propozycja ma na celu redukcję ryzyka regulacyjnego, w rzeczywistości wprowadza znaczące ryzyko finansowe dla inwestorów. Koszty kompensacji, o których mowa w projekcie, mogą być bardzo wysokie. Ocena skutków regulacji (OSR) całkowicie pomija wpływ tych regulacji na przedsiębiorców i nie zawiera żadnych szacunków liczbowych. To wymaga pilnego uzupełnienia, gdyż uniemożliwia rzetelną ocenę wpływu projektowanych przepisów na sektor morskiej energetyki wiatrowej (MFW). 3. Negatywny wpływ na ceny energii i rozwój MFW i pogorszenie rentowności projektów I fazy Zwiększone ryzyko finansowe przełoży się na wyższe ceny w ofertach aukcyjnych, co ostatecznie obciąży konsumentów. Co więcej, koszty te nie zostały uwzględnione w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 stycznia 2025 r. w sprawie maksymalnej ceny za energię elektryczną z MFW. W efekcie, atrakcyjność proponowanej ceny maksymalnej ulega obniżeniu, co zniechęca inwestorów i spowalnia rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce. Proponowane rozwiązanie dotyczy również projektów I fazy, pogarszając ich rentowność. Wymagania nakładane na inwestorów offshore stale rosną, generując konieczność dostosowywania projektów i ponoszenia coraz większych kosztów. Brak jest adekwatnego wzrostu ceny maksymalnej, wyznaczonej dla tych projektów w 2021 roku, co zagraża ich realizacji. W odniesieniu do projektu UC47: Równolegle rząd pracuje nad projektem UC47, który nałoży na inwestorów kolejne	3. w przypadku gdy wytwórca nie posiada uprawnień do zakupu urządzeń, o których mowa w ust. 2 i 3, a zakup może być zrealizowany wyłącznie przez odpowiednie jednostki organizacyjne, porozumienie szczegółowo określa zasady zakupu i warunki utrzymania tych urządzeń”. Korekta wysokości ceny maksymalnej Dodanie do Projektu przepisu przejściowego: „Art 1X. W terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, minister właściwy do spraw klimatu, po zasięgnięciu opinii ministra właściwego do spraw aktywów państwowych oraz ministra właściwego do spraw finansów publicznych, zmienia brzmienie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 31 ust. 11 ustawy zmienianej w art. 1, uwzględniając koszty, o których mowa w art. 113 d ust. 3a ustawy zmienianej w art. 7 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.” Alternatywnie dodać można także wyraźną zmianę w art. 31 ust. 11 i stosownie zmodyfikować powyższy przepis przejściowy: Art. 31 ust. 11 ustawy <i>offshore</i> otrzymuje brzmienie: „11. Minister właściwy do spraw klimatu, po zasięgnięciu opinii ministra właściwego do spraw aktywów państwowych oraz ministra właściwego do spraw finansów publicznych, określi, w drodze rozporządzenia, maksymalną cenę za energię elektryczną wytworzoną w	wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. z 2021 r. poz. 234). Projektowane przepisy w żaden sposób nie rozszerzają wcześniej wprowadzonych wymagań. Błędna jest teza jakoby wymagania, dot. realizacji inwestycji MFW i ZU, związane z obronnością i bezpieczeństwem państwa nie zostały uwzględnione przez ministra właściwego do spraw klimatu w rozporządzeniu określającym maksymalną cenę, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. W kontekście uwagi dotyczącej prac rządu nad projektem ustawy o zmianie ustawy o zarządzaniu kryzysowym oraz niektórych innych ustaw (UC47) należy podkreślić, że nie zostało przesądzone czy i jeśli tak, to które morskie farmy wiatrowe będą infrastrukturą krytyczną. Przepisy zawarte w ustawie o bezpieczeństwie morskim są obowiązujące dla wszystkich wytwórców energii w morskich farmach wiatrowych.

			obowiązków i koszty. Kumulacja tych obciążeń (zmiany w ustawie o bezpieczeństwie morskim i projekt UC47) stawia pod znakiem zapytania opłacalność inwestycji w MFW w Polsce. Postulowane rozwiązanie: Postulujemy współdzielenie kosztów związanych z kompensacją negatywnego wpływu MFW na systemy obronne pomiędzy wytwórców a właściwe organy i służby państwowe. Uzasadnienie - Postulat ten opiera się na przekonaniu o wspólnym interesie publicznym, gdzie zarówno wytwórcy, jak i państwo, reprezentowane przez właściwe organy i służby, powinni być zainteresowani zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego i obronności państwa. Uważamy, że współdzielenie kosztów jest wyrazem solidarności i odpowiedzialności za realizację tych celów. - Współdzielenie kosztów pozwala na ich optymalizację i uniknięcie nadmiernego obciążenia jednej ze stron. Wytwórcy z MFW, jako podmioty komercyjne, powinni ponosić część kosztów związanych z ich działalnością, ale państwo również powinno partycypować w kosztach, które wynikają z jego odpowiedzialności za obronność. - Współdzielenie kosztów sprzyjać będzie budowaniu wzajemnego zrozumienia i poszukiwaniu optymalnych rozwiązań, które uwzględniają zarówno potrzeby obronności, jak i rozwój morskiej energetyki wiatrowej. Takie podejście	morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci, wyrażoną w złotych za 1 MWh, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców, przy czym cena ta może być określona odmiennie dla poszczególnych obszarów, grupy obszarów lub grup obszarów wskazanych w załączniku nr 1 lub 2 do ustawy, uwzględniając: - koszty operacyjne oraz dodatkowe koszty inwestycyjne ponoszone w okresie eksploatacji, w którym wytwórca korzysta z prawa do pokrycia ujemnego salda, w tym koszty, o których mowa w art. 113 d ust. 3a Ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim (Dz.U. Nr 228, poz. 1368, z późn. zm.); - koszty inwestycyjne ponoszone w okresie przygotowania projektu i budowy morskiej farmy wiatrowej wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną oraz zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, a także koszty całkowitej likwidacji morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, po zakończeniu jej eksploatacji; - uzasadniony zwrot z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą w zakresie przygotowania, budowy i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej.”	

zwiększy efektywność działań kompensacyjnych, pozwoli na **efektywne wykorzystanie środków** oraz uniknięcie niepotrzebnych kosztów, szczególnie mając na uwadze skalę powstającej w ramach rozwoju morskiej energetyki wiatrowej infrastruktury i jej znaczenia dla bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Ponadto:

2. Zaproponowane dookreślenie (współ-) odpowiedzialności finansowej wytwórców powinno pociągnąć za sobą **korektę systemu wsparcia CfD**. Rząd powinien uwzględnić wszelkie dodatkowe koszty w adekwatnie wyznaczonej cenie maksymalnej, a w przypadku fazy pierwszej w inny sposób zrekompensować inwestorom poniesione koszty, np. poprzez ulgi podatkowe lub obniżenie innych opłat.
3. W projekcie UC47 należy jednoznacznie określić, że koszty dostosowania MFW do wymogów Infrastruktury Krytycznej powinny być pokryte ze wsparciem finansowym państwa, o którym mowa w art. 10 dyrektywy CER ((EU) 2022/2557).

Nie sposób się zgodzić ze stwierdzeniem z uzasadnienia, że zmiana stanowi jedynie uzupełnienie oczywistej luki prawnej, skoro rozszerza zakres obowiązków inwestora. Zaproponowana zmiana generuje dalsze koszty związane z ponownym wykonaniem ekspertyz i może negatywnie wpłynąć na harmonogram projektów.

			Propozycja może być akceptowalna tylko pod warunkiem przyjęcia zasady współdzielenia kosztów i odpowiedzialności między wytwórców a właściwe organy i służby państwowe.		
308.	Art. 7 pkt 4 - dot. art. 113d ust. 3a ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim	PGE S.A.	Postulujemy podział kosztu związanego z zakupem i utrzymaniem urządzeń kompensujących działania MFW między inwestorów i Ministra Obrony Narodowej. Koszty związane z zakupem ww. urządzeń nie były brane pod uwagę w momencie ustalania ceny maksymalnej dla projektów I fazy, stąd wszelkie obciążenia wynikające z ekspertyz przygotowywanych dla MON i MSWiA dodatkowo obciążają budżet przedsięwzięcia. Co więcej, wymogi stawiane przez MON stale są rozszerzane, co stwarza dodatkowe ryzyko finansowe inwestycji. Wytwórca obecnie - oprócz kosztów sięgających od kilkunastu do kilkudziesięciu miliardów złotych związanych stricte z budową i eksploatacją MFW - musi ponosić również znaczące koszty zakupu i utrzymania sprzętu niezwiązanego z istotą przedsięwzięcia. Wskazać należy, że MFW stanowią kluczowy filar polskiej transformacji energetycznej, a ich udział w miksie energetycznym będzie istotnym elementem w strukturze bezpieczeństwa energetycznego państwa (część bezpieczeństwa narodowego). Tym samym niezasadne jest dodatkowe obciążanie wytwórców wydatkami związanymi z realizacją obowiązków leżących po stronie właściwych organów lub służb w zakresie obronności kraju, jeśli morskie farmy wiatrowe pełnią tak kluczową rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego.	W art. 7 projektu ustawy pkt 4 otrzymuje brzmienie: „4) w art. 113d: a) ust. 2-4 otrzymują brzmienie: „2. Jeżeli z ekspertyz lub planów, o których mowa w art. 113b ust. 1, wynika konieczność instalacji urządzeń niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa lub realizacji zadań Służby SAR, poszczególne elementy morskiej farmy wiatrowej lub zespół urządzeń udostępnia się organom administracji morskiej oraz Służby SAR, jeżeli jest to niezbędne dla realizacji ich zadań lub w celu instalacji urządzeń służących wykonywaniu zadań tych organów lub tej służby. 3. Jeżeli z ekspertyz, o których mowa w art. 113c ust. 1 i 2, wynika konieczność instalacji urządzeń niezbędnych z punktu widzenia obronności lub bezpieczeństwa państwa, w tym ochrony granicy państwowej na morzu, poszczególne elementy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń udostępnia się jednostkom organizacyjnym podlegającym Ministrowi Obrony Narodowej oraz ministrowi właściwemu do spraw wewnętrznych, jeżeli jest to niezbędne do wykonywania zadań tych jednostek lub w celu instalacji urządzeń służących wykonywaniu tych zadań, pod warunkiem że urządzenia te nie będą zakłócać prawidłowego działania morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń. 4. Koszt zakupu oraz utrzymania urządzeń o których mowa w ust. 2 i 3, ponoszą w równych częściach wytwórca oraz właściwe organy lub służby. Przed dokonaniem zakupu urządzeń o których mowa w ust. 2 i 3,	Uwaga nieuwzględniona Odpowiedzialność za kompensację negatywnego wpływu MFW i ZU na systemy obronności państwa i ochrony granicy państwowej na morzu leży wyłącznie po stronie właściciela MFW i ZU. Nie może być przenoszona na organy i służby państwowe. Jednostki organizacyjne podlegające Ministrowi Obrony Narodowej lub właściwemu ministrowi do spraw wewnętrznych nie mogą być prawnie zobowiązane do zakupu urządzeń, rozliczenia kosztów tego zakupu i instalacji urządzeń w sytuacji, w której wytwórca nie ma uprawnień do zakupu sprzętu, którym chce dokonać kompensacji negatywnego wpływu MFW i ZU na systemy obronności państwa i ochrony granicy państwowej na morzu. Kwestie związane z obowiązkiem kompensacji negatywnego wpływu MFW i ZU na systemy obronności państwa i ochrony granicy państwowej na morzu były zawarte w pierwotnych przepisach ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. z 2021 r. poz. 234). Projektowane przepisy w żaden sposób nie rozszerzają wcześniej wprowadzonych wymagań.

			Wydatki związane z zakupem i utrzymaniem urządzeń służących do wykonywania zadań państwa powinny być podzielone między wytwórców, a właściwe organy i służby minimalnie w zakresie 50/50. Strony powinny przed dokonaniem zakupu urządzeń zawrzeć porozumienie i uregulować kwestie związane m.in. z faktycznym dokonaniem zakupu sprzętu. Zauważyć bowiem należy, że nie każdy sprzęt może być zakupiony przez podmiot cywilny, a część urządzeń wymaganych przez np. MON będzie stanowiła towary podwójnego zastosowania lub wyłącznie wojskowego zastosowania. Ponadto, zaangażowanie finansowe właściwych organów pozwoli na zrationalizowanie obowiązków nakładanych na inwestorów w zakresie pozyskania odpowiednich urządzeń. Niezależnie od kwestii zakupowych i podziału kosztów, z uwagi na charakter działalności MFW, za zorganizowanie utrzymania urządzeń wymaganych na podstawie ekspertyz powinien odpowiadać wytwórca, jako podmiot mający bezpośredni i nieograniczony dostęp do swojej infrastruktury. W przypadku nieuwzględnienia powyższego postulatu, proponowane przez projektodawcę brzmienie przepisu powinno jasno określać, że obowiązki określone w ekspertyzie nie powinny być rozszerzane, a w przypadku takiego rozszerzenia, koszty zakupu dodatkowych urządzeń nie leżą po stronie wytwórcy, ale organu żądającego rozszerzenia obowiązków kompensacyjnych. Ponadto należy uregulować sytuację, w której wytwórca spełnił obowiązki wynikające z zatwierdzonych przez organy	strony zawierają porozumienie w przedmiocie zakupu i utrzymania urządzeń, przy czym wytwórca odpowiada za zorganizowanie utrzymania tych urządzeń.”, b) dodaje się ust. 6 w brzmieniu: <i>„6. W przypadku podjęcia przez wytwórcę finalnej decyzji inwestycyjnej lub rozpoczęcia budowy morskiej farmy wiatrowej w rozumieniu art. 20 ust. 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych zaistnieje konieczność instalacji urządzeń niezbędnych z punktu widzenia obronności lub bezpieczeństwa państwa lub niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa lub realizacji zadań Służby SAR, wytwórca nie ponosi kosztu ich zakupu, instalacji, utrzymania lub likwidacji.”.</i>	

			ekspertyz i zainstalować niezbędne urządzenia kompensujące, ale po podjęciu finalnej decyzji inwestycyjnej lub rozpoczęciu budowy morskiej farmy wiatrowej w rozumieniu art. 20 ust. 2 uMEW zaistnieje konieczność instalacji urządzeń niezbędnych z punktu widzenia obronności lub bezpieczeństwa państwa lub niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa lub realizacji zadań Służby SAR. W takim przypadku wytwórca nie powinien ponosić kosztu zakupu, instalacji, utrzymania lub likwidacji tych urządzeń.		
309.	Art. 7 pkt 5 – dot. art. 113e ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim	RWE Offshore Wind Poland	Nie sposób się zgodzić ze stwierdzeniem z uzasadnienia, że zmiana stanowi jedynie uzupełnienie oczywistej luki prawnej, skoro rozszerza zakres obowiązków inwestora. Zaproponowana zmiana generuje dalsze koszty związane z ponownym wykonaniem ekspertyz i może negatywnie wpłynąć na harmonogram projektów. Propozycja może być akceptowalna tylko pod warunkiem przyjęcia zasady współdzielenia kosztów i odpowiedzialności między wytwórców a właściwe organy i służby państwowe. Postulaty jak w komentarzu powyżej do art. 113d.		Uwaga nieuwzględniona Kwestie związane z obowiązkiem kompensacji negatywnego wpływu MFW i ZU na systemy obronności państwa i ochrony granicy państwowej na morzu były zawarte w pierwotnych przepisach ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. z 2021 r. poz. 234). Realizacja projektu MFW wraz z ZU nie może prowadzić do zagrożenia bezpieczeństwa i obronności państwa. Weryfikacja tego, czy założenia i wnioski zwarte w ekspertyzach, o których mowa w art. 113 c ust 1 i 2 ustawy o bezpieczeństwie morskim są poprawne jest niezbędna do potwierdzenia, że dana inwestycja nie prowadzi do obniżenia bezpieczeństwa kraju.
310.	Art. 7 pkt 5 – dot. art. 113e ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Wprowadzenie obowiązku przeprowadzenia pomiarów, testów i badań nie później niż na 30 dni oraz przedłożenie dokumentacji nie później niż 14 dni przed planowaną datą pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w		Uwaga nieuwzględniona Kwestie związane z obowiązkiem kompensacji negatywnego wpływu MFW i ZU na systemy obronności państwa i ochrony granicy państwowej

			morskiej farmie wiatrowej lub jej części następującego po uzyskaniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej.		na morzu były zawarte w pierwotnych przepisach ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. z 2021 r. poz. 234). Realizacja projektu MFW wraz z ZU nie może prowadzić do zagrożenia bezpieczeństwa i obronności państwa. Weryfikacja tego, czy założenia i wnioski zwarte w ekspertyzach, o których mowa w art. 113 c ust 1 i 2 ustawy o bezpieczeństwie morskim są poprawne jest niezbędna do potwierdzenia, że dana inwestycja nie prowadzi do obniżenia bezpieczeństwa kraju. Weryfikacja zgodności, na odpowiednio wczesnym etapie pozwala odpowiednio wcześniej wykryć ewentualne niezgodności lub błędy i zmniejsza koszt oraz czas potrzebne do ich usunięcia. Skrócenie terminu przeprowadzenia pomiarów, testów i badań mogłoby prowadzić że zaistnieje ryzyko, że usunięcie niektórych niezgodności będzie bardziej kosztowne lub czasochłonne, a niektórych być może nie da się usunąć bez zaprojektowania lub wybudowania na nowo.
311.	Art. 7 pkt 5 lit. a i b – dot. art. 113e ust. 1 i 2 ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim	PSEW	Zgodnie z proponowanymi zmianami, na inwestorów nałożono nowy obowiązek dotyczący przeprowadzenia pomiarów, testów i badań na rzecz słuszności wniosków wynikających z ekspertyz, o których mowa w art. 113c ust. 1 i 2 do ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 o bezpieczeństwie morskim, na 90 dni przed pierwszym wytworzeniem energii elektrycznej, a następnie przedłożenie	Postuluje się, aby art. 113e ust. 1 i 2 nadać brzmienie: „1. Nie później niż na 30 dni przed planowaną datą pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej lub jej części następującego po uzyskaniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej przeprowadza się pomiary, testy i badania niezbędne do	Uwaga nieuwzględniona Kwestie związane z obowiązkiem kompensacji negatywnego wpływu MFW i ZU na systemy obronności państwa i ochrony granicy państwowej na morzu były zawarte w pierwotnych przepisach ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w

			odpowiedniej dokumentacji Ministrowi Obrony Narodowej oraz ministrowi właściwemu do spraw wewnętrznych na 60 dni przed pierwszym wytworzeniem energii elektrycznej. Testy mogą być wykonane po uruchomieniu całej infrastruktury morskiej farmy wiatrowej i dopiero na tej podstawie możliwa będzie weryfikacja wniosków, które znalazły się w ekspertyzach. Oznacza to w praktyce, że spełnienie nowego obowiązku może się okazać niewykonalne. Postuluje się, aby przeprowadzenie pomiarów, testów i badań było wymagane nie później niż na 30 dni oraz przedłożenie dokumentacji było wymagane nie później niż 14 dni przed planowaną datą pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej lub jej części następującego po uzyskaniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej.	weryfikacji poprawności założeń i wniosków zawartych w ekspertyzach, o których mowa w art. 113b ust. 1 pkt 2 i oraz w art. 113c ust. 1 i 2.” 2. Wytwórca w rozumieniu art. 3 pkt. 12 ustawy z dnia 17 grudnia 202 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych przekazuje dokumentację z pomiarów, testów i badań, o których mowa w ust. 1 oraz informację na temat ich wyników i stwierdzonych na ich podstawie niezgodności, założeń i wniosków zawartych w ekspertyzach, o których mowa w: 1) art. 113 b ust. 1 pkt 2 i 3 – dyrektorowi urzędu morskemu właściwemu dla lokalizacji morskiej farmy wiatrowej; 2) art. 113 c ust. 1 – Ministrowi Obrony narodowej; 3) art. 113 c ust. 2 – ministrowi właściwemu do spraw wewnętrznych - nie później niż na 14 dni przed planowaną datą pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej lub jej części następującego po uzyskaniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej.”	morskich farmach wiatrowych (Dz.U. z 2021 r. poz. 234). Realizacja projektu MFW wraz z ZU nie może prowadzić do zagrożenia bezpieczeństwa i obronności państwa. Weryfikacja tego, czy założenia i wnioski zwarte w ekspertyzach, o których mowa w art. 113 c ust 1 i 2 ustawy o bezpieczeństwie morskim są poprawne jest niezbędna do potwierdzenia, że dana inwestycja nie prowadzi do obniżenia bezpieczeństwa kraju. Weryfikacja zgodności, na odpowiednio wczesnym etapie pozwala odpowiednio wcześniej wykryć ewentualne niezgodności lub błędy i zmniejsza koszt oraz czas potrzebne do ich usunięcia. Skrócenie terminu przeprowadzenia pomiarów, testów i badań mogłoby prowadzić do sytuacji, że zaistnieje ryzyko, że usunięcie niektórych niezgodności będzie bardziej kosztowne lub czasochłonne, a niektórych być może nie da się usunąć bez zaprojektowania lub wybudowania na nowo.
312.	Art. 7 pkt 5 lit. a i b – dot. art. 113e ust. 1 i 2 ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim	GK ORLEN	Zgodnie z proponowanymi zmianami, na inwestorów nałożono nowy obowiązek dotyczący przeprowadzenia pomiarów, testów i badań na rzecz słuszności wniosków wynikających z ekspertyz, o których mowa w art. 113c ust. 1 i 2 do ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 o bezpieczeństwie morskim, na 90 dni przed pierwszym wytworzeniem energii elektrycznej, a następnie przedłożenie odpowiedniej dokumentacji Ministrowi Obrony Narodowej oraz ministrowi właściwemu do spraw wewnętrznych na 60	Postuluje się, aby przeprowadzenie pomiarów, testów i badań było wymagane nie później niż na 30 dni oraz przedłożenie dokumentacji było wymagane nie później niż 14 dni przed planowaną datą pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej lub jej części następującego po uzyskaniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej. Postuluje się, aby art. 113e ust. 1 i 2 nadać brzmienia:	Uwaga nieuwzględniona Kwestie związane z obowiązkiem kompensacji negatywnego wpływu MFW i ZU na systemy obronności państwa i ochrony granicy państwowej na morzu były zawarte w pierwotnych przepisach ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. z 2021 r. poz. 234).

			dni przed pierwszym wytworzeniem energii elektrycznej. Testy mogą być wykonane po uruchomieniu całej infrastruktury morskiej farmy wiatrowej i dopiero na tej podstawie możliwa będzie weryfikacja wniosków, które znalazły się w ekspertyzach. Oznacza to w praktyce, że spełnienie nowego obowiązku może się okazać niewykonalne.	„1. Nie później niż na 30 dni przed planowaną datą pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej lub jej części następującego po uzyskaniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej przeprowadza się pomiary, testy i badania niezbędne do weryfikacji poprawności założeń i wniosków zawartych w ekspertyzach, o których mowa w art. 113b ust. 1 pkt 2 i oraz w art. 113c ust. 1 i 2.” 2. Wytwórca w rozumieniu art. 3 pkt. 12 ustawy z dnia 17 grudnia 202 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych przekazuje dokumentację z pomiarów, testów i badań, o których mowa w ust. 1 oraz informację na temat ich wyników i stwierdzonych na ich podstawie niezgodności, założeń i wniosków zawartych w ekspertyzach, o których mowa w: 1) art. 113 b ust. 1 pkt 2 i 3 – dyrektorowi urzędu morskemu właściwemu dla lokalizacji morskiej farmy wiatrowej; 2) art. 113 c ust. 1 – Ministrowi Obrony narodowej; 3) art. 113 c ust. 2 – ministrowi właściwemu do spraw wewnętrznych - nie później niż na 14 dni przed planowaną datą pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej lub jej części następującego po uzyskaniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej.”	Realizacja projektu MFW wraz z ZU nie może prowadzić do zagrożenia bezpieczeństwa i obronności państwa. Weryfikacja tego, czy założenia i wnioski zwarte w ekspertyzach, o których mowa w art. 113 c ust 1 i 2 ustawy o bezpieczeństwie morskim są poprawne jest niezbędna do potwierdzenia, że dana inwestycja nie prowadzi do obniżenia bezpieczeństwa kraju. Weryfikacja zgodności, na odpowiednio wczesnym etapie pozwala odpowiednio wcześniej wykryć ewentualne niezgodności lub błędy i zmniejsza koszt oraz czas potrzebne do ich usunięcia. Skrócenie terminu przeprowadzenia pomiarów, testów i badań mogłoby prowadzić do sytuacji, że zaistnieje ryzyko, że usunięcie niektórych niezgodności będzie bardziej kosztowne lub czasochłonne, a niektórych być może nie da się usunąć bez zaprojektowania lub wybudowania na nowo.
313.	Art. 7 pkt 6 – dot. art. 113g ust. 1b ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Postulowane jest usunięcie wątpliwości interpretacyjnych związanych z możliwością dokonywania etapowej certyfikacji zgodności projektowej – poprzez wydawanie certyfikatów częściowych obejmujących konkretne	W art. 113g ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim po ust. 1a dodaje się ust. 1b w brzmieniu: „1b. Certyfikat, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, może być wydawany etapowo, poprzez wydawanie certyfikatów częściowych,	Uwaga nieuwzględniona W ocenie MKiŚ aktualne przepisy są klarowne i nie budzą wątpliwości interpretacyjnych.

			części danego projektu budowlanego, przed rozpoczęciem prac obejmujących daną część.	<i>obejmujących części danego projektu budowlanego, przed rozpoczęciem prac obejmujących daną część."</i>	
314.	Art. 7 pkt 6 – dot. art. 113g ust. 1b ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim	PGE S.A.	Postulowane jest usunięcie wątpliwości interpretacyjnych związanych z możliwością dokonywania etapowej certyfikacji zgodności projektowej – poprzez wydawanie certyfikatów częściowych obejmujących konkretne części danego projektu budowlanego, przed rozpoczęciem prac obejmujących daną część.	W art. 113g ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim po ust. 1a dodaje się ust. 1b w brzmieniu: „1b. Certyfikat, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, może być wydawany etapowo, poprzez wydawanie certyfikatów częściowych, obejmujących części danego projektu budowlanego, przed rozpoczęciem prac obejmujących daną część."	Uwaga nieuwzględniona W ocenie MKiŚ aktualne przepisy są klarowne i nie budzą wątpliwości interpretacyjnych.
315.	Art. 8 – dot. art. 10a ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim	PSEW	Zgodnie z przepisem, minister właściwy do spraw rybołówstwa będzie mógł wydać rozporządzenie dotyczące warunków wykonywania rybołówstwa komercyjnego na obszarze morskiej farmy wiatrowej mając na względzie bezpieczeństwo wykonywania rybołówstwa morskiego. Strefy bezpieczeństwa morskiej farmy wiatrowej będą wyznaczane od każdego punktu zewnętrznej krawędzi elementów farmy. Biorąc pod uwagę odległości między turbinami, strefy bezpieczeństwa nie będą pokrywać całego obszaru farmy i, jak rozumiemy, to w tych niepokrytych miejscach będzie mogło być prowadzone rybołówstwo komercyjne, a tym samym dopuszczana jest możliwość pływania statków między turbinami. Morskie farmy wiatrowe będą kluczowym elementem polskiego systemu elektroenergetycznego, a także będą miały status infrastruktury krytycznej dla funkcjonowania państwa. Powinny być wobec tego szczególnie chronione przed potencjalnymi aktami sabotażu (w ostatnim czasie na Morzu Bałtyckim było wiele takich przypadków m.in. uszkodzenia podmorskich kabli telekomunikacyjnych). Warunki wykonywania rybołówstwa powinny	Proponujemy następujące brzmienie art. 10a: „Art. 10a. Minister właściwy do spraw rybołówstwa w uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Ministra Obrony Narodowej oraz ministra właściwego do spraw wewnętrznych, może określić, w drodze rozporządzenia, szczegółowe warunki wykonywania rybołówstwa komercyjnego na obszarze morskiej farmy wiatrowej, o której mowa w art. 3 pkt 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2024 r. poz. 182, 1828 i 1847) i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu art. 3 pkt 13 tej ustawy - mając na względzie bezpieczeństwo wykonywania rybołówstwa morskiego oraz bezpieczeństwo morskich farm wiatrowych wraz z zespołem urządzeń do wyprowadzania mocy."	Uwaga bezprzedmiotowa Odstąpiono od wprowadzania art. 10a w ustawie z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim

			uwzględniać zasady wstępu do obszarów MFW. Biorąc pod uwagę powyższe, proponuje się, aby minister właściwy do spraw rybołówstwa przygotował rozporządzenie dotyczące warunków wykonywania rybołówstwa, ale przy opinii Ministra Obrony Narodowej, Ministra właściwego ds. energii oraz ministra właściwego do spraw wewnętrznych. Rozporządzenie powinno brać pod uwagę nie tylko bezpieczeństwo wykonywania rybołówstwa, ale również bezpieczeństwo funkcjonowania morskich farm wiatrowych wraz z zespołem urządzeń do wyprowadzenia mocy.		
316.	Art. 8 – dot. art. 10a ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim	GK ORLEN	Zgodnie z przepisem, minister właściwy do spraw rybołówstwa będzie mógł wydać rozporządzenie dotyczące warunków wykonywania rybołówstwa komercyjnego na obszarze morskiej farmy wiatrowej mając na względzie bezpieczeństwo wykonywania rybołówstwa morskiego. Strefy bezpieczeństwa morskiej farmy wiatrowej będą wyznaczane od każdego punktu zewnętrznej krawędzi elementów farmy. Biorąc pod uwagę odległości między turbinami, strefy bezpieczeństwa nie będą pokrywać całego obszaru farmy i, jak rozumiemy, to w tych niepokrytych miejscach będzie mogło być prowadzone rybołówstwo komercyjne, a tym samym dopuszczana jest możliwość pływania statków między turbinami. Morskie farmy wiatrowe będą kluczowym elementem polskiego systemu elektroenergetycznego, a także będą miały status infrastruktury krytycznej dla funkcjonowania państwa. Powinny być wobec tego szczególnie chronione przed potencjalnymi aktami sabotażu (w ostatnim czasie na Morzu	Proponuje się następujące brzmienie art. 10a: „Art. 10a. Minister właściwy do spraw rybołówstwa, po zasięgnięciu opinii Ministra Obrony Narodowej oraz ministra właściwego do spraw wewnętrznych, może określić, w drodze rozporządzenia, szczegółowe warunki wykonywania rybołówstwa komercyjnego na obszarze morskiej farmy wiatrowej, o której mowa w art. 3 pkt 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2024 r. poz. 182, 1828 i 1847) i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu art. 3 pkt 13 tej ustawy - mając na względzie bezpieczeństwo wykonywania rybołówstwa morskiego oraz bezpieczeństwo morskich farm wiatrowych wraz z zespołem urządzeń do wprowadzania mocy.”	Uwaga bezprzedmiotowa Odstąpiono od wprowadzania art. 10a w ustawie z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim

			Bałtyckim było wiele takich przypadków m.in. uszkodzenia podmorskich kabli telekomunikacyjnych). Warunki wykonywania rybołówstwa powinny uwzględniać zasady wstępu do obszarów MFW. Biorąc pod uwagę powyższe, proponuje się, aby minister właściwy do spraw rybołówstwa przygotował rozporządzenie dotyczące warunków wykonywania rybołówstwa, ale przy opinii Ministra Obrony Narodowej oraz ministra właściwego do spraw wewnętrznych. Rozporządzenie powinno brać pod uwagę nie tylko bezpieczeństwo wykonywania rybołówstwa, ale również bezpieczeństwo funkcjonowania morskich farm wiatrowych wraz z zespołem urządzeń do wyprowadzenia mocy.		
317.	Art. 8 – dot. art. 10a ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim	Kuter Rybacki Ust-94	Biorąc pod uwagę, iż wszystkie inwestycje w MFW będą w strefie powyżej 12 Mm od brzegu, a więc nie na terenie wyłącznej jurysdykcji państwa Polskiego przepisy proponowane dotyczyć będą TYLKO Polskich armatorów. Wszelkie przepisy mające być zastosowane poza strefą 12 milową wymagają kodyfikacji organów Unii Europejskiej. Dodatkowo zaznaczyć należy, że mając na względzie bezpieczeństwo żeglugi lub wykonywania rybołówstwa przepisy można i trzeba zawrzeć w ustawie z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz.U. z 2024 r. poz. 1125)	Wnosimy o usunięcie tego punktu.	Uwaga uwzględniona
318.	Art. 8 – dot. art. 10a ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim	Łódź Rybacka UST-54	Biorąc pod uwagę, iż wszystkie inwestycje w MFW będą w strefie powyżej 12 Mm od brzegu, a więc nie na terenie wyłącznej jurysdykcji państwa Polskiego przepisy proponowane dotyczyć będą TYLKO Polskich armatorów. Wszelkie przepisy mające być zastosowane poza strefą 12	Wnosimy o usunięcie tego punktu.	Uwaga uwzględniona

			milową wymagają kodyfikacji organów Unii Europejskiej. Dodatkowo zaznaczyć należy, że mając na względzie bezpieczeństwo żeglugi lub wykonywania rybołówstwa przepisy można i trzeba zawrzeć w ustawie z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz.U. z 2024 r. poz. 1125)		
319.	Art. 8 – dot. art. 10a ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim	Łódź rybacka UST-3	Biorąc pod uwagę, iż wszystkie inwestycje w MFW będą w strefie powyżej 12 Mm od brzegu, a więc nie na terenie wyłącznej jurysdykcji państwa Polskiego przepisy proponowane dotyczyć będą TYLKO Polskich armatorów. Wszelkie przepisy mające być zastosowane poza strefą 12 milową wymagają kodyfikacji organów Unii Europejskiej. Dodatkowo zaznaczyć należy, że mając na względzie bezpieczeństwo żeglugi lub wykonywania rybołówstwa przepisy można i trzeba zawrzeć w ustawie z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz.U. z 2024 r. poz. 1125)	Wnosimy o usunięcie tego punktu.	Uwaga uwzględniona
320.	Art. 8 – dot. art. 10a ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim	Armatorzy kutra rybackiego DAR-119 i DAR 10	Biorąc pod uwagę, iż wszystkie inwestycje w MFW będą w strefie powyżej 12 Mm od brzegu, a więc nie na terenie wyłącznej jurysdykcji państwa Polskiego przepisy proponowane dotyczyć będą TYLKO Polskich armatorów. Wszelkie przepisy mające być zastosowane poza strefą 12 milową wymagają kodyfikacji organów Unii Europejskiej. Dodatkowo zaznaczyć należy, że mając na względzie bezpieczeństwo żeglugi lub wykonywania rybołówstwa przepisy można i trzeba zawrzeć w ustawie z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz.U. z 2024 r. poz. 1125)	Wnosimy o usunięcie tego punktu.	Uwaga uwzględniona
321.	Art. 8 – dot. art. 10a ustawy z	Arka sc – Ust-44	Biorąc pod uwagę, iż wszystkie inwestycje w MFW będą w strefie powyżej 12 Mm od	Wnosimy o usunięcie tego punktu.	Uwaga uwzględniona

	dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim		brzegu, a więc nie na terenie wyłącznej jurysdykcji państwa Polskiego przepisy proponowane dotyczyć będą TYLKO Polskich armatorów. Wszelkie przepisy mające być zastosowane poza strefą 12 milową wymagają kodyfikacji organów Unii Europejskiej. Dodatkowo zaznaczyć należy, że mając na względzie bezpieczeństwo żeglugi lub wykonywania rybołówstwa przepisy można i trzeba zawrzeć w ustawie z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz.U. z 2024 r. poz. 1125)		
322.	Art. 8 – dot. art. 10a ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim	Kuter rybacki UST-97	Biorąc pod uwagę, iż wszystkie inwestycje w MFW będą w strefie powyżej 12 Mm od brzegu, a więc nie na terenie wyłącznej jurysdykcji państwa Polskiego przepisy proponowane dotyczyć będą TYLKO Polskich armatorów. Wszelkie przepisy mające być zastosowane poza strefą 12 milową wymagają kodyfikacji organów Unii Europejskiej. Dodatkowo zaznaczyć należy, że mając na względzie bezpieczeństwo żeglugi lub wykonywania rybołówstwa przepisy można i trzeba zawrzeć w ustawie z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz.U. z 2024 r. poz. 1125)	Wnosimy o usunięcie tego punktu.	Uwaga uwzględniona
323.	Art. 8 – dot. art. 10a ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim	Organizacja Producentów Ryb „Bałtyk”	Biorąc pod uwagę, iż wszystkie inwestycje w MFW będą w strefie powyżej 12 Mm od brzegu, a więc nie na terenie wyłącznej jurysdykcji państwa Polskiego przepisy proponowane dotyczyć będą TYLKO Polskich armatorów. Wszelkie przepisy mające być zastosowane poza strefą 12 milową wymagają kodyfikacji organów Unii Europejskiej. Dodatkowo zaznaczyć należy, że mając na względzie bezpieczeństwo żeglugi lub wykonywania rybołówstwa przepisy można i trzeba zawrzeć w ustawie z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach	Wnosimy o usunięcie tego punktu.	Uwaga uwzględniona

			morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz.U. z 2024 r. poz. 1125)		
324.	Art. 8 – dot. art. 10a ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim	Zrzeszenie Rybaków Morskich- Organizacja Producentów	Biorąc pod uwagę, iż wszystkie inwestycje w MFW będą w strefie powyżej 12 Mm od brzegu, a więc nie na terenie wyłącznej jurysdykcji państwa Polskiego przepisy proponowane dotyczyć będą TYLKO Polskich armatorów. Wszelkie przepisy mające być zastosowane poza strefą 12 milową wymagają kodyfikacji organów Unii Europejskiej. Dodatkowo zaznaczyć należy, że mając na względzie bezpieczeństwo żeglugi lub wykonywania rybołówstwa przepisy można i trzeba zawrzeć w ustawie z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz.U. z 2024 r. poz. 1125)	Wnosimy o usunięcie tego punktu.	Uwaga uwzględniona
325.	Art. 8 – dot. art. 10a ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim	Krajowa Izba Producentów Ryb	Biorąc pod uwagę, iż wszystkie inwestycje w MFW będą w strefie powyżej 12 Mm od brzegu, a więc nie na terenie wyłącznej jurysdykcji państwa Polskiego przepisy proponowane dotyczyć będą TYLKO Polskich armatorów. Wszelkie przepisy mające być zastosowane poza strefą 12 milową wymagają kodyfikacji organów Unii Europejskiej. Dodatkowo zaznaczyć należy, że mając na względzie bezpieczeństwo żeglugi lub wykonywania rybołówstwa przepisy można i trzeba zawrzeć w ustawie z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz.U. z 2024 r. poz. 1125)	Wnosimy o usunięcie tego punktu.	Uwaga uwzględniona
326.	Art. 8 – dot. art. 10a ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim	Pomorska Organizacja Producentów – ARKA Sp.z o.o.	Biorąc pod uwagę, iż wszystkie inwestycje w MFW będą w strefie powyżej 12 Mm od brzegu, a więc nie na terenie wyłącznej jurysdykcji państwa Polskiego przepisy proponowane dotyczyć będą TYLKO Polskich armatorów. Wszelkie przepisy mające być zastosowane poza strefą 12 milową wymagają kodyfikacji organów Unii	Wnosimy o usunięcie tego punktu.	Uwaga uwzględniona

			Europejskiej. Dodatkowo zaznaczyć należy, że mając na względzie bezpieczeństwo żeglugi lub wykonywania rybołówstwa przepisy można i trzeba zawrzeć w ustawie z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz.U. z 2024 r. poz. 1125)		
327.	Art. 8 – dot. art. 10a ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim	Kuter rybacki UST-31	Biorąc pod uwagę, iż wszystkie inwestycje w MFW będą w strefie powyżej 12 Mm od brzegu, a więc nie na terenie wyłącznej jurysdykcji państwa Polskiego przepisy proponowane dotyczyć będą TYLKO Polskich armatorów. Wszelkie przepisy mające być zastosowane poza strefą 12 milową wymagają kodyfikacji organów Unii Europejskiej. Dodatkowo zaznaczyć należy, że mając na względzie bezpieczeństwo żeglugi lub wykonywania rybołówstwa przepisy można i trzeba zawrzeć w ustawie z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz.U. z 2024 r. poz. 1125)	Wnosimy o usunięcie tego punktu.	Uwaga uwzględniona
328.	Art. 8 – dot. art. 10a ustawy z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim	Armator UST-103	Biorąc pod uwagę, iż wszystkie inwestycje w MFW będą w strefie powyżej 12 Mm od brzegu, a więc nie na terenie wyłącznej jurysdykcji państwa Polskiego przepisy proponowane dotyczyć będą TYLKO Polskich armatorów. Wszelkie przepisy mające być zastosowane poza strefą 12 milową wymagają kodyfikacji organów Unii Europejskiej. Dodatkowo zaznaczyć należy, że mając na względzie bezpieczeństwo żeglugi lub wykonywania rybołówstwa przepisy można i trzeba zawrzeć w ustawie z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz.U. z 2024 r. poz. 1125)	Wnosimy o usunięcie tego punktu.	Uwaga uwzględniona
329.	Art. 8 – dot. art. 10a ustawy z dnia 19 grudnia	Stowarzyszenie Innowacji Rybactwa i Akwakultury	Proponowane rozwiązanie legislacyjne koncentruje się wyłącznie na rybołówstwie komercyjnym, pomijając inne formy	Art. 10a. Minister właściwy do spraw rybołówstwa może, w drodze rozporządzenia, określić szczegółowe	Uwaga bezprzedmiotowa

	2014 r. o rybołówstwie morskim		działalności gospodarczej, które mogłyby współistnieć na obszarze morskich farm wiatrowych, takie jak np. akwakultura. Ponadto nie odnosi się do strefy ochronnej/buforowej wokół farm i infrastruktury wyprowadzenia mocy, co może mieć znaczenie dla bezpieczeństwa i organizacji działalności w tych obszarach. Rozszerzenie delegacji ustawowej o dodatkowe formy działalności oraz uwzględnienie strefy ochronnej utworzy ramy do kompleksowego uregulowania współistnienia różnych użytkowników morza.	warunki wykonywania działalności rybackiej, w tym rybołówstwa komercyjnego oraz innych form działalności, takich jak akwakultura, na obszarze morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, a także w ich strefach ochronnych, mając na względzie bezpieczeństwo oraz możliwość współistnienia tych działalności z farmami wiatrowymi.	Odstąpiono od wprowadzania art. 10a w ustawie z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim
330.	Art. 9 – uwaga ogólna – dot. ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	TAURON Energia S.A. Polska	W naszej ocenie zagadnienia dotyczące OPRO powinny zostać ujęte kompleksowo i być wdrożone w ramach jednej ustawy, co dałoby inwestorom pewność odnośnie do całego procesu inwestycyjnego dla odnawialnego źródła energii – w kontekście lokalizacji inwestycji na tych obszarach i zakładanych ułatwień/uproszczeń z tym związanych. Należy wskazać, że konsultowany projekt ustawy wdraża jedynie wybrane przepisy REDIII dotyczące wsparcia procesów inwestycyjnych odnawialnych źródeł energii: 1) Mapowanie obszarów dla OZE – art. 15b REDIII Mapowanie obszarów niezbędnych do wniesienia krajowych wkładów w realizację ogólnego celu unijnego w zakresie energii odnawialnej wyznaczonego na 2030 r.; 2) Określanie obszarów przyspieszonego rozwoju OZE – art. 15c REDIII Obszary przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych (należy w tym miejscu podkreślić, że według art. 15c ust. 1; „Do dnia 21 lutego 2026 r. państwa członkowskie zapewnią by właściwe organy przyjęły plan lub plany wyznaczające, jako podzbiór obszarów, o		Uwaga częściowo uwzględniona Projektowane przepisy zostały uzupełnione o dodatkowe ułatwienia proceduralne, tj. przede wszystkim poprzez objęcie planów OPRO procedurą strategicznej oceny oddziaływania na środowisko przy jednoczesnym zwolnieniu poszczególnych projektów OZE lokalizowanych na OPRO z przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko i dodatkowej procedury kontroli pod kątem wpływu środowiskowego, dzięki czemu proces inwestycyjny instalacji OZE powstających na tych obszarach zostanie znacząco skrócony (do max 12 miesięcy zgodnie z dyrektywą RED III). Należy również mieć na uwadze, że ułatwienie proceduralne znajduje się również na etapie planistycznym, które określone jest wymogiem lokalizowania OPRO na terenach posiadających właściwy MPZP.

			których mowa w art. 15b ust. 1, obszary przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych dla co najmniej jednego rodzaju odnawialnego źródła energii.(...)”, podczas gdy projektowane przepisy wdrażające ten obowiązek nie mają charakteru obligatoryjnego). Brak w projektowanej ustawie m.in. przepisów dot. procedur wydawania zezwoleń – w tym ogólnych, jak i tych dotyczących wydawania zezwoleń na obszarach przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych, jak i poza tymi obszarami (art. 16-16b oraz 16c-16e REDIII – dla wybranych inwestycji). Nie ma również w projektowanej ustawie odniesienia do nadrzędnego interesu publicznego dla inwestycji OZE - art. 16f REDIII. Należy także wskazać, że projekt ustawy, pomimo ujęcia w nowych definicjach w art. 9 pkt 2 lit a i b (nowe pkt 18 i 19d) polskich obszarów morskich, nie wskazuje odrębnej procedury określania OPRO na tych obszarach – co również przemawia za kompleksową implementacją zagadnień dotyczących OPRO w ramach jednego aktu prawnego.	Jednocześnie w przypadku uwagi dot. pełnej implementacji dyrektywy RED III wykracza ona poza zakres przedmiotowy projektu. Całościowe wdrożenie dyrektywy RED III będzie przedmiotem odrębnego projektu ustawy. Z kolei procedura określania OPRO na obszarach morskich nie zostanie uzupełniona w projekcie, gdyż projektodawca nie przewiduje takiego rozwiązania. W kontekście odniesienia do nadrzędnego interesu publicznego dla inwestycji OZE należy wskazać, że obecnie obowiązujące przepisy ustawy OZE (art. 3b) wskazują jakie działania uznawane są za realizację nadrzędnego interesu publicznego. Należą do nich działania polegające na budowie lub modernizacji: 1) instalacji odnawialnego źródła energii, 2) urządzeń i instalacji w rozumieniu art. 3 odpowiednio pkt 9 i 10 ustawy - Prawo energetyczne, niezbędnych do przyłączenia do sieci danej instalacji odnawialnego źródła energii. Nadanie inwestycji statusu inwestycji służącej realizacji nadrzędnego interesu publicznego wprowadza m.in. możliwość zastosowania wyłączeń od ogólnych reguł określonych w ustawie z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody. Plany obszarów OZE nie zaliczają się do konkretnych inwestycji w instalacje OZE, które już korzystają z ułatwień w realizacji dzięki posiadaniu takiego statusu. Zgodnie z art. 15c ust. 1 lit. a (ii) dyrektywy RED III, obszary

					przyspieszonego rozwoju OZE nie mogą być lokalizowane m.in. na obszarach Natura 2000 oraz obszarach wskazanych w ramach krajowych systemów ochrony przyrody i różnorodności biologicznej, głównych szlakach migracyjnych ptaków i ssaków morskich. Przykładowo art. 34 ust. 1 ustawy o ochronie przyrody dopuszcza, jeżeli przemawiają za tym konieczne wymogi nadrzędnego interesu publicznego i wobec braku rozwiązań alternatywnych, realizację inwestycji mogących znacząco negatywnie oddziaływać na cele ochrony obszaru Natura 2000. W związku z powyższym, nadanie planom OPRO (a nie konkretnym inwestycjom) statusu inwestycji służącej realizacji nadrzędnego interesu publicznego byłoby sprzeczne z przepisami dyrektywy RED III. Należy zauważyć, że przytoczony w uwadze art. 16f dyrektywy RED III stanowi o nadaniu statusu inwestycji służącej realizacji nadrzędnego interesu publicznego konkretnym inwestycjom w instalacje OZE, a nie planom obszarów OZE (planowanie, budowa i eksploatacja elektrowni wytwarzających energię odnawialną, podłączenie tych elektrowni do sieci, powiązana sieć i magazyny energii). Planowanie, o którym wspomniano w tym przepisie nie odsyła do planów obszarów OZE, a do planowania konkretnej instalacji OZE (w ramach procedury wydawania zezwoleń).
331.	Art. 9 – uwaga ogólna – dot. ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o	Urząd Marszałkowski Województwa Lubuskiego w Zielonej Górze	Brak określenia zmian w Ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym i wpływu na akty planowania przestrzennego.		Uwaga wyjaśniona Z uwagi na wielowymiarowy i interdyscyplinarny charakter przedmiotowych przepisów oraz

	odnawialnych źródłach energii		Przedmiotowy projekt ustawy nie uwzględnia zmian w kluczowej z punktu widzenia planowania przestrzennego Ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Zachodzi pytanie, czy plany OPRO mają być przenoszone do planów zagospodarowania przestrzennego województw i jaki wpływ mają mieć na poszczególne akty planowania przestrzennego.		konieczność uniknięcia ich rozczłonkowania, projektodawca zdecydował się na ich umieszczenie głównie w ustawie OZE, która jest dedykowana dla rozwiązań dot. odnawialnych źródeł energii. Plany OPRO nie mają mieć charakteru aktu prawa miejscowego, lecz stanowić swego rodzaju nieformalną „nakładkę” na MPZP.
332.	Art. 9 – uwaga ogólna – dot. ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polski Komitet Energii Elektrycznej	W naszej ocenie zagadnienia dotyczące OPRO powinny zostać ujęte kompleksowo i być wdrożone w ramach jednej ustawy, co dałoby inwestorom pewność odnośnie do całego procesu inwestycyjnego dla odnawialnego źródła energii – w kontekście lokalizacji inwestycji na tych obszarach i zakładanych ułatwień/uproszczeń z tym związanych. Należy wskazać, że konsultowany projekt ustawy wdraża jedynie wybrane przepisy REDIII dotyczące wsparcia procesów inwestycyjnych odnawialnych źródeł energii: 1) Mapowanie obszarów dla OZE – art. 15b REDIII Mapowanie obszarów niezbędnych do wniesienia krajowych wkładów w realizację ogólnego celu unijnego w zakresie energii odnawialnej wyznaczonego na 2030 r.; 2) Określanie obszarów przyspieszonego rozwoju OZE – art. 15c REDIII Obszary przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych (należy w tym miejscu podkreślić, że według art. 15c ust. 1; „Do dnia 21 lutego 2026 r. państwa członkowskie zapewnią by właściwe organy przyjęły plan lub plany wyznaczające, jako podzbiór obszarów, o których mowa w art. 15b ust. 1, obszary przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych dla co najmniej jednego rodzaju odnawialnego źródła energii.(...)”,		Uwaga częściowo uwzględniona Projektowane przepisy zostały uzupełnione o dodatkowe ułatwienia proceduralne, tj. przede wszystkim poprzez objęcie planów OPRO procedurą strategicznej oceny oddziaływania na środowisko przy jednoczesnym zwolnieniu poszczególnych projektów OZE lokalizowanych na OPRO z przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko i dodatkowej procedury kontroli pod kątem wpływu środowiskowego, dzięki czemu proces inwestycyjny instalacji OZE powstających na tych obszarach zostanie znacząco skrócony (do max 12 miesięcy zgodnie z dyrektywą RED III). Należy również mieć na uwadze, że ułatwienie proceduralne znajduje się również na etapie planistycznym, które określone jest wymogiem lokalizowania OPRO na terenach posiadających właściwy MPZP. Jednocześnie w przypadku uwagi dot. pełnej implementacji dyrektywy RED III wykracza ona poza zakres przedmiotowy projektu.

		podczas gdy projektowane przepisy wdrażające ten obowiązek nie mają charakteru obligatoryjnego). Brak w projektowanej ustawie m.in. przepisów dot. procedur wydawania zezwoleń – w tym ogólnych, jak i tych dotyczących wydawania zezwoleń na obszarach przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych, jak i poza tymi obszarami (art. 16-16b oraz 16c-16e REDIII – dla wybranych inwestycji). Nie ma również w projektowanej ustawie odniesienia do nadrzędnego interesu publicznego dla inwestycji OZE - art. 16f REDIII. Należy także wskazać, że projekt ustawy, pomimo ujęcia w nowych w definicjach w art. 9 pkt 2 lit a i b (nowe pkt 18 i 19d) polskich obszarów morskich, nie wskazuje odrębnej procedury określania OPRO na tych obszarach – co również przemawia za kompleksową implementacją zagadnień dotyczących OPRO w ramach jednego aktu prawnego.	Całościowe wdrożenie dyrektywy RED III będzie przedmiotem odrębnego projektu ustawy. Z kolei procedura określania OPRO na obszarach morskich nie zostanie uzupełniona w projekcie, gdyż projektodawca nie przewiduje takiego rozwiązania. W kontekście odniesienia do nadrzędnego interesu publicznego dla inwestycji OZE należy wskazać, że obecnie obowiązujące przepisy ustawy OZE (art. 3b) wskazują jakie działania uznawane są za realizację nadrzędnego interesu publicznego. Należą do nich działania polegające na budowie lub modernizacji: 1) instalacji odnawialnego źródła energii, 2) urządzeń i instalacji w rozumieniu art. 3 odpowiednio pkt 9 i 10 ustawy - Prawo energetyczne, niezbędnych do przyłączenia do sieci danej instalacji odnawialnego źródła energii. Nadanie inwestycji statusu inwestycji służącej realizacji nadrzędnego interesu publicznego wprowadza m.in. możliwość zastosowania wyłączeń od ogólnych reguł określonych w ustawie z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody. Plany obszarów OZE nie zaliczają się do konkretnych inwestycji w instalacje OZE, które już korzystają z ułatwień w realizacji dzięki posiadaniu takiego statusu. Zgodnie z art. 15c ust. 1 lit. a (ii) dyrektywy RED III, obszary przyspieszonego rozwoju OZE nie mogą być lokalizowane m.in. na obszarach Natura 2000 oraz obszarach wskazanych w ramach

					krajowych systemów ochrony przyrody i różnorodności biologicznej, głównych szlakach migracyjnych ptaków i ssaków morskich. Przykładowo art. 34 ust. 1 ustawy o ochronie przyrody dopuszcza, jeżeli przemawiają za tym konieczne wymogi nadrzędnego interesu publicznego i wobec braku rozwiązań alternatywnych, realizację inwestycji mogących znacząco negatywnie oddziaływać na cele ochrony obszaru Natura 2000. W związku z powyższym, nadanie planom OPRO (a nie konkretnym inwestycjom) statusu inwestycji służącej realizacji nadrzędnego interesu publicznego byłoby sprzeczne z przepisami dyrektywy RED III. Należy zauważyć, że przytoczony w uwadze art. 16f dyrektywy RED III stanowi o nadaniu statusu inwestycji służącej realizacji nadrzędnego interesu publicznego konkretnym inwestycjom w instalacje OZE, a nie planom obszarów OZE (planowanie, budowa i eksploatacja elektrowni wytwarzających energię odnawialną, podłączenie tych elektrowni do sieci, powiązana sieć i magazyny energii). Planowanie, o którym wspomniano w tym przepisie nie odsyła do planów obszarów OZE, a do planowania konkretnej instalacji OZE (w ramach procedury wydawania zezwoleń).
333.	Art. 9 – uwaga ogólna – dot. ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polska Przemysłu Chemicznego	Izba	Pomimo wzmianki w uzasadnieniu i OSR w zakresie przyspieszenia pozwoleń inwestycyjno-budowlanych (permitting), projekt nie transponuje przepisów art. 16 dyrektywy RED III w zakresie, w jakim określają one organizację i główne zasady procedury wydawania zezwoleń na obszarach przyspieszonego rozwoju OZE	Poniżej PIPC wskazuje, jak zgodnie z art. 16 RED III powinna wyglądać procedura wydawania zezwoleń na obszarach przyspieszonego rozwoju OZE i poza nimi. Warto wskazać, że według danych zawartych w „Wytocznych dla państw członkowskich w sprawie dobrych Uwagi częściowo uwzględnione Projektowane przepisy zostały uzupełnione o dodatkowe ułatwienia proceduralne, tj. przede wszystkim poprzez objęcie planów OPRO procedurą strategicznej oceny oddziaływania na środowisko przy

		i poza nimi, a w szczególności terminów. Wydawanie zezwoleń na OPRO dla instalacji OZE nie powinno trwać dłużej niż 12 miesięcy, a w przypadku projektów dotyczących MEW, których w szczególności dotyczy projekt UD162 – nie dłużej niż 2. lat. Poza obszarami te terminy powinny wynosić w przypadku instalacji OZE maksymalnie 2 lata, z wyjątkiem MEW – maksymalnie 3 lata. W przypadku rozbudowy źródeł OZE, instalacji OZE wytwarzających energię ze słońca czy instalację pomp ciepła te terminy powinny być jeszcze krótsze (art. 16c–16e RED III). Wymóg ustanowienia terminów na wydawanie zezwoleń dla instalacji OZE wynikał już z poprzedniej wersji dyrektywy – art. 16 ust. 4 i 6 RED II (termin nie może przekroczyć 2 lat w przypadku budowy i 1 roku w przypadku rozbudowy źródła OZE). Istotą obszarów przyspieszonego rozwoju OZE jest skrócenie procesu inwestycyjnego, który kończy się wydaniem <i>development consent</i>. Celem RED III jest, by państwo wybierało takie tereny, na których nie przewiduje się znaczącego oddziaływania na środowisko, a więc by ocena oddziaływania na środowisko w indywidualnej sprawie (ocena z dyrektywy EIA) – a w warunkach polskich decyzja środowiskowa – nie były potrzebne. Jeśli konieczne jest nałożenie warunków środowiskowych realizacji przedsięwzięcia, to powinny być one ustanowione w treści planu (poprzedzonego oceną strategiczną z dyrektywy SEA), a organ do którego wpłynie wnioski inwestora o wydanie zezwolenia w indywidualnej sprawie prowadzi jedynie krótką kontrolę następczą, by zweryfikować, czy rzeczywiście uwarunkowania się nie zmieniły od czasu uchwalenia planu.	praktyk w zakresie przyspieszenia procedur wydawania zezwoleń na projekty dotyczące energii odnawialnej oraz w sprawie ułatwienia zawierania umów zakupu energii elektrycznej (18 maja 2022)” (eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022SC0149), w 2022 r. w ponad połowie Państw Członkowskich UE – niezależnie od wymogów wynikających z dyrektywy RED III – obowiązywały przepisy szczególne, zgodnie z którymi zgoda na realizację przedsięwzięcia od czasu zakończenia oceny oddziaływania na środowisko nie mogła przekroczyć 1 miesiąca lub 2 miesięcy (Bułgaria, Francja, Włochy, Malta, Grecja, Łotwa i Rumunia). To są znaczne ułatwienia dla wytwórców energii odnawialnej.	jednoczesnym zwolnieniu poszczególnych projektów OZE lokalizowanych na OPRO z przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko i dodatkowej procedurze kontroli pod kątem wpływu środowiskowego, dzięki czemu proces inwestycyjny instalacji OZE powstających na tych obszarach zostanie znacząco skrócony (do max 12 miesięcy zgodnie z dyrektywą RED III). Należy również mieć na uwadze, że ułatwienie proceduralne znajduje się również na etapie planistycznym, które określone jest wymogiem lokalizowania OPRO na terenach posiadających właściwy MPZP. Jednocześnie w przypadku uwagi dot. pełnej implementacji dyrektywy RED III wykracza ona poza zakres przedmiotowy projektu. Wdrożenie dyrektywy RED III będzie przedmiotem odrębnych projektów ustaw. W kontekście art. 16 ust. 3 dyrektywy RED III i roli krajowego punktu kontaktowego ds. OZE należy wskazać, że obecnie MKiŚ prowadzi działania mające na celu utworzenie platformy informatycznej do wydawania pozwoleń OZE, która będzie wychodzić naprzeciw rozwiązaniom określonym w dyrektywie RED III.

			Brakuje zatem kluczowych przepisów, z których inwestorzy mogliby wywieść pozytywne dla siebie skutki w procedurze uzyskiwania zezwoleń inwestycyjnych i które zobowiązywałyby organy do zachowania określonych terminów. Trudno uznać, by ogólne przepisy K.p.a., Ustawy o.o.ś czy Prawa budowlanego dotyczące terminów realizowały tak konkretnie sformułowane wymogi dyrektywy RED III. Projektodawca nie wykazał transpozycji tych przepisów w tabeli zgodności z dyrektywą załączonej do projektu.		
334.	Art. 9 – uwaga o charakterze ogólnym – dot. ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Fundacja Frank Bold	Wbrew twierdzeniom zawartym w uzasadnieniu projektu ustawy projekt ustawy – w szczególności art. 9 projektu nie zawiera żadnych mechanizmów, które by przyspieszały w znaczący sposób procedurę wydawania pozwoleń na instalacje OZE na obszarach przyspieszonego rozwoju instalacji OZE. Samo wprowadzenie definicji obszarów przyspieszonego rozwoju nie doprowadzi do tego, że proces uzyskiwania pozwoleń w tym – przyłączenia do sieci zamknie się w wymaganych dyrektywą 12 miesiącach. Nie można zatem uznać, by wprowadzenie definicji OPRO i ram prawnych dla tworzenia OPRO bez określenia w jaki sposób procedury na terenach ORPO będą zapewniać przyspieszenie procedur wydawania zezwoleń na inwestycje OZE stanowiło poprawną implementację dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniającą dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylającą dyrektywę Rady (UE) 2015/652 (Dz. Urz. UE L z	Projekt wymaga uzupełnienia o szczegółowe przepisy modyfikującego wszelkie procedury dotyczące wydawania pozwoleń na instalacje OZE – w tym także dotyczące przyłączenia do sieci, tak by stawiane przez Dyrektywę RED III cele były spełnione. W obecnym kształcie projektu nie jest możliwa ocena zaproponowanych rozwiązań ani konstruktywne przedstawienie propozycji ich zmian bez napisania projektu ustawy w zakresie obszarów przyspieszonego rozwoju OZE w całości na nowo i w znacznie szerszym niż obecnie zakresie.	Uwaga kierunkowo uwzględniona Projektowane przepisy zostały uzupełnione o dodatkowe ułatwienia proceduralne, tj. przede wszystkim poprzez objęcie planów OPRO procedurą strategicznej oceny oddziaływania na środowisko przy jednoczesnym zwolnieniu poszczególnych projektów OZE lokalizowanych na OPRO z przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko i dodatkowej procedury kontroli pod kątem wpływu środowiskowego, dzięki czemu proces inwestycyjny instalacji OZE powstających na tych obszarach zostanie znacząco skrócony (do max 12 miesięcy zgodnie z dyrektywą RED III). Należy również mieć na uwadze, że ułatwienie proceduralne znajduje się również na etapie planistycznym, które określone jest wymogiem lokalizowania OPRO na terenach posiadających właściwy MPZP.

			31.10.2023) (dalej: „Dyrektywy RED III”). Proponowane przepisy nie zapewniają ponadto nie tylko skrócenia okresu permitingu, ale także nie stanowią wystarczającej gwarancji dla wyznaczania obszarów rozwoju OZE na terenach iw taki sposób aby wykluczyć znaczne oddziaływanie instalacji OZE na środowisko, zapewnić odpowiednie środki prowadzące do uniknięcia lub złagodzenia wpływu obszarów na środowisko, uwzględnienia przepisów dyrektywy siedliskowej, ptasiej i Ramowej Dyrektywy Wodnej jak również dążenie do zapewnienia znacznej powierzchni łącznej tych obszarów oraz tego by przyczyniały się do osiągnięcia celów OZE określonych Dyrektywą 2019/2001.		Jednocześnie należy wskazać, że wykluczenie znacznego oddziaływania instalacji OZE na środowisko zostanie w dużej mierze zapewnione już na poziomie mapowania potencjału OZE, natomiast procedura wyznaczania OPRO oraz udział w tym procesie rdoś dodatkowo zabezpieczy tę sferę, tak by OPRO powstawały przede wszystkim na terenach o niskim ryzyku środowiskowym, tj. zgodnie z przeznaczeniem dyrektywy RED III.
335.	Art. 9 pkt 2 – dot. art. 2 w pkt 15a lit. c ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Krajowa Izba Kłastrów Energii	II. Sprostowanie w definicji klastra energii W związku z niezrozumiałym sformułowaniem obowiązkowego typu podmiotu, który powinien być stroną klastra energii (art. 2 pkt 15a lit. c) proponuje się następujące brzmienie przepisu: W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361 z późn. zm.) w art. 2 w pkt 15a lit. c otrzymuje brzmienie: „c) spółka kapitałowa, w której kapitale zakładowym udział podmiotów, o których mowa w lit. a lub b, jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji;” Zamiast obecnego przepisu:		Uwaga uwzględniona Przepis zostanie odpowiednio dostosowany.
336.	Art. 9 pkt 2 – dot. ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Podlaskiego	Obszar przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii. Brak kryteriów wyznaczania obszaru. Czy będą wymagane dodatkowe analizy środowiskowe? Czy decyzja o wyznaczeniu		Uwaga wyjaśniona OPRO będą mogły być wyznaczane dla wszystkich technologii OZE (z wyjątkiem biomasy oraz morskiej energetyki wiatrowej).

			będzie podlegała zaskarżeniu? Czy obszary te będą przeznaczone dla wszystkich technologii OZE (wiatr, fotowoltaika, biogaz, geotermia), czy tylko dla wybranych?		Ogólne kryteria dla planów OPRO określone są w projektowanych przepisach. Ponadto zgodnie z nimi minister właściwy do spraw klimatu w uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa określi w drodze rozporządzenia w sposób szczegółowy sposób przygotowania projektu planu obszarów OZE. Jednocześnie uchwała o wyznaczeniu OPRO będzie mogła zostać zaskarżona na zasadach ogólnych na podstawie art. 91 ustawy z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie województwa, zgodnie z którym przepisy art. 90 (możliwość zaskarżenia do sądu administracyjnego) stosuje się odpowiednio, gdy organ samorządu województwa nie wykonuje czynności nakazanych prawem albo, przez podejmowane czynności prawne lub faktyczne, narusza prawa osób trzecich.
337.	Art. 9 pkt 2 – dot. ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polska Izba Magazynowania Energii	W imieniu PIME w załączeniu przesyłamy propozycje zmian do projektu ustawy UD162, w części dotyczącej obszarów przyspieszonego rozwoju OZE (OPRO). Postulujemy o dodanie regulacji, zgodnie z którą, z uproszczonej lokalizacji na OPRP, będą mogły również korzystać samodzielne, niezwiązane z instalacją wytwórczą, magazyny energii. Przy tej okazji podniosę również jeszcze jeden temat, a mianowicie kwestię lokalizacji samodzielnych magazynów		Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu, który dotyczy określenia ram prawnych dla wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz powiązanej z nimi infrastruktury magazynowej. Zgodnie z art. 15e dyrektywy RED III dla uproszczonego lokalizowania samodzielnych magazynów energii dedykowane są obszary dla infrastruktury sieci i magazynowania niezbędnej do

			energii w poszczególnych strefach planistycznych, które określone zostały w Rozporządzeniu MRIT z dnia 8 grudnia 2023 r. w sprawie projektu planu ogólnego gminy, dokumentowania prac planistycznych w zakresie tego planu oraz wydawania z niego wypisów i wyrysów, które to rozporządzenie jest jednym z aktów wykonawczy do ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (UPZP). Rozporządzenie dzieli strefy planistyczne na profil podstawowy i profil dodatkowy, szczegółowo określając w jakich strefach będą mogły być lokalizowane określone rodzaje inwestycji. O ile nie ma wątpliwości, co lokalizacji elektrowni słonecznych czy wiatrowych, to mnie nasuwa się wątpliwość dotycząca lokalizacji magazynów energii, i to niezależnie czy będą one powiązane z instalacją wytwórczą, czy będą samodzielne. Wątpliwość wynika stąd, że rozporządzanie, we wszystkich strefach podstawowych, posługuje się pojęciem „teren infrastruktury technicznej”, przy czym należy pamiętać o tym, że na gruncie UPZP nie funkcjonuje żadna definicja infrastruktury technicznej. Definicję infrastruktury technicznej, która pokrywa magazyny energii, mamy tylko w ustawie Prawo energetyczne (UPE). Natomiast na gruncie UPZP definicja infrastruktury technicznej była kształtowana w drodze orzecznictwa sądowego, które jest zgoła odmienne od definicji UPE. Nasza obawa jest tak, że w zależności od tego w jakim kierunku pójdzie wykładnia, to będziemy mieć albo nie będziemy mieć problemów z lokalizowaniem magazynów	włączenia energii odnawialnej do systemu elektroenergetycznego, które Państwa Członkowskie mogą wyznaczyć. Wdrożenie powyższych rozwiązań jest przedmiotem odrębnych analiz MKiŚ.

			energii w poszczególnych strefach funkcjonalnych. Uprzejma prośba do Państwa o zastanowienie nad tym i jeżeli Państwa wątpliwości będą analogiczne, to może warto wprowadzić definicję infrastruktury technicznej na grunt UPZP przy okazji licznych nowelizacji tej ustawy, z którymi mamy teraz do czynienia.		
338.	Art. 9 pkt 2 lit. a – dot. art. 2 pkt 18a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polska Izba Magazynowania Energii	Postulujemy o dodanie do art. 2 pkt 18a ustawy o odnawialnych źródłach energii (UOZE) regulacji, zgodnie z którą, z uproszczonej lokalizacji na obszarach przyspieszonego rozwoju OZE (OPRP), będą mogły korzystać również samodzielne, niezwiązane z instalacją wytwórczą, magazyny energii.	Art. 2 pkt 18a) ustawy UOZE „mapy potencjału odnawialnego źródła energii – mapy w formie cyfrowej, określające obszary terytorium lądowego, polskie obszary morskie oraz obszary wód śródlądowych, a także obszary podpowierzchniowe o największym potencjale do lokalizacji danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii, w tym wchodzącego w skład tej instalacji magazynu energii lub magazyn energii nie związany z instalacją odnawialnego źródła energii, w rozumieniu art. 3 pkt 10ka ustawy - Prawo energetyczne, oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci;”	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu, który dotyczy określenia ram prawnych dla wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz powiązanej z nimi infrastruktury magazynowej. Zgodnie z art. 15e dyrektywy RED III dla uproszczonego lokalizowania samodzielnych magazynów energii dedykowane są obszary dla infrastruktury sieci i magazynowania niezbędnej do włączenia energii odnawialnej do systemu elektroenergetycznego, które Państwa Członkowskie mogą wyznaczyć. Wdrożenie powyższych rozwiązań jest przedmiotem odrębnych analiz MKiŚ.
339.	Art. 9 pkt 2 lit. a – dot. art. 2 pkt 18a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	GK ORLEN	Zgodnie z projektowaną definicją „mapy potencjału odnawialnego źródła energii” oznaczają mapy w formie cyfrowej, określające obszary terytorium lądowego, polskie obszary morskie oraz obszary wód śródlądowych, a także obszary podpowierzchniowe o największym potencjale do lokalizacji danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii, w tym wchodzącego w skład tej instalacji magazynu energii, w rozumieniu art. 3 pkt 10ka ustawy - Prawo energetyczne, oraz	W celu zapewnienia prawidłowej transpozycji art. 15b dyrektywy RED III proponujemy przeformułowanie definicji w następujący sposób: „mapy potencjału odnawialnego źródła energii – mapy w formie cyfrowej, określające tereny lądowe, obszary podpowierzchniowe, polskie obszary morskie oraz obszary wód śródlądowych, o największym potencjale do lokalizacji danego	Uwaga uwzględniona częściowo Uwaga kierunkowo uwzględniona w kontekście definicji mapy potencjału odnawialnego źródła energii oraz zmiany wskazania dotyczącego magazynu energii elektrycznej. Zgodnie z definicją zawartą w dyrektywie RED III: 9a) »obszar przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych «oznacza określone miejsce lub obszar na lądzie,

		urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci. Z definicji wynika, że mapowanie służy określeniu obszarów o największym potencjale do lokalizacji instalacji OZE. Tymczasem „instalacja OZE” w świetle obowiązującej już definicji w art. 2 pkt 13 ustawy o OZE oznacza: „instalację stanowiącą wyodrębniony zespół: a) urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła lub chłodu opisanych przez dane techniczne i handlowe, w których energia elektryczna lub ciepło lub chłód są wytwarzane z odnawialnych źródeł energii, lub b) obiektów budowlanych i urządzeń, stanowiących całość techniczno-użytkową służącą do wytwarzania biogazu, biogazu rolniczego, biometanu lub wodoru odnawialnego - a także połączony z tym zespołem magazyn energii elektrycznej, magazyn biogazu lub instalacja magazynowa w rozumieniu art. 3 pkt 10a ustawy - Prawo energetyczne wykorzystywana do magazynowania biogazu rolniczego, biometanu lub wodoru odnawialnego”. W naszej ocenie wskazywanie w definicji „mapy potencjału odnawialnego źródła energii” wtrącenia „<u>w tym wchodzącego w skład tej instalacji magazynu energii, w rozumieniu art. 3 pkt 10ka ustawy - Prawo energetyczne</u>” jest nieprawidłowe, w sytuacji gdy już definicji instalacji OZE wynika, że obejmuje ona magazyny energii elektrycznej. Skutek byłby taki, że magazyn energii elektrycznej byłby raz rozumiany	rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci, niezbędne do zapewnienia co najmniej krajowego celu w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto;”. a także ewentualnie zmianę istniejącej definicji „instalacji OZE” w art. 2 pkt 13 ustawy o OZE tak, by zamiast wyrazów „magazyn energii elektrycznej” napisać „magazyn energii”, tak jak to pojęcie funkcjonuje w Prawie energetycznym (tj. instalacja umożliwiająca magazynowanie energii, w tym magazyn energii elektrycznej). Odwołanie do magazynu energii w rozumieniu art. 3 pkt 10ka ustawy Prawo energetyczne znajduje się także w innych przepisach – np. w projektowanym art. 160g ust. 5 pkt 3 ustawy o OZE, co również wymagałoby zmiany.	na morzu lub wodach śródlądowych, które państwo członkowskie wyznaczyło jako szczególnie odpowiednie do instalacji elektrowni wytwarzających energię odnawialną. Brak jest zatem w definicji nawiązania do magazynów oraz urządzeń, instalacji i sieci. Jednakże art. 15e dyrektywy RED III pozwala na ścisłe powiązanie instalacji OZE z magazynami energii oraz infrastrukturą sieciową. Przepis ten mówi ogólnie o infrastrukturze magazynowej, zaś ustawa OZE stanowi jedynie o magazynach energii elektrycznej. Projektowana w UD 162 definicja obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii nawiązuje zaś do magazynu energii, co pozwala lepiej oddać całokształt przepisów dyrektywy RED III, rozszerzając zakres instalacji, które będą korzystały z ułatwień. Zgodnie bowiem z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, pojęcie magazynu energii jest znacznie szersze od pojęcia magazynu energii elektrycznej, gdyż obejmuje instalacje służące magazynowaniu energii, co oznacza: a) magazynowanie energii elektrycznej lub b) przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, w tym do postaci paliwa, przechowanie tej energii, a następnie wykorzystanie jej w postaci nośnika energii, lub

			jako część instalacji OZE, a innym razem nie. I taki rozdział nie jest dla nas jasny. Ponadto, w naszej ocenie przepis nie w pełni transponuje art. 15b ust. 1 zdanie 1 dyrektywy RED III, w zakresie, w którym przepis ten stanowi, że mapowanie przez państwa jest „niezbędne do zapewnienia co najmniej ich krajowych wkładów w realizację ogólnego unijnego celu dotyczącego energii odnawialnej wyznaczonego na 2030 r. określonego w art. 3 ust. 1 niniejszej dyrektywy”. Chodzi tutaj o cel, o którym mowa w art. 127a ustawy o OZE.		c) przetworzenie energii elektrycznej pobranej z systemu nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej, przechowanie tej energii, a następnie wykorzystanie jej w postaci nośnika energii.
340.	Art. 9 pkt 2 lit. a – dot. art. 2 pkt 18a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polska Przemysłu Chemicznego	Izba Zgodnie z projektowaną definicją „mapy potencjału odnawialnego źródła energii” oznaczają mapy w formie cyfrowej, określające obszary terytorium lądowego, polskie obszary morskie oraz obszary wód śródlądowych, a także obszary podpowierzchniowe o największym potencjale do lokalizacji danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii, w tym wchodzącego w skład tej instalacji magazynu energii, w rozumieniu art. 3 pkt 10ka ustawy - Prawo energetyczne, oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci. Z definicji wynika, że mapowanie służy określeniu obszarów o największym potencjale do lokalizacji instalacji OZE. Tymczasem „instalacja OZE” w świetle obowiązującej już definicji w art. 2 pkt 13 ustawy o OZE oznacza: „instalację stanowiącą wyodrębniony zespół: a) urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła lub chłodu opisanych przez dane techniczne i handlowe, w których	W celu zapewnienia prawidłowej transpozycji art. 15b dyrektywy RED III PIPC proponuje przeformułowanie definicji w następujący sposób: „mapy potencjału odnawialnego źródła energii – mapy w formie cyfrowej, określające tereny lądowe, obszary podpowierzchniowe, polskie obszary morskie oraz obszary wód śródlądowych, o największym potencjale do lokalizacji danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci, niezbędne do zapewnienia co najmniej krajowego celu w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto;” a także ewentualnie zmianę istniejącej definicji „instalacji OZE” w art. 2 pkt 13 ustawy o OZE tak, by zamiast wyrazów „magazyn energii elektrycznej” napisać „magazyn energii”, tak jak to pojęcie funkcjonuje w Prawie energetycznym (tj. instalacja umożliwia	Uwaga uwzględniona częściowo Uwaga kierunkowo uwzględniona w kontekście definicji mapy potencjału odnawialnego źródła energii oraz zmiany wskazania dotyczącego magazynu energii elektrycznej. Zgodnie z definicją zawartą w dyrektywie RED III: 9a) »obszar przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych« oznacza określone miejsce lub obszar na lądzie, na morzu lub wodach śródlądowych, które państwo członkowskie wyznaczyło jako szczególnie odpowiednie do instalacji elektrowni wytwarzających energię odnawialną. Brak jest zatem w definicji nawiązania do magazynów oraz urządzeń, instalacji i sieci. Jednakże art. 15e dyrektywy RED III pozwala na ścisłe powiązanie instalacji OZE z magazynami energii oraz infrastrukturą sieciową. Przepis ten mówi ogólnie o infrastrukturze magazynowej, zaś ustawa OZE stanowi jedynie o magazynach energii elektrycznej. Projektowana w UD 162

			energia elektryczna lub ciepło lub chłód są wytwarzane z odnawialnych źródeł energii, lub b) obiektów budowlanych i urządzeń, stanowiących całość techniczno-użytkową służącą do wytwarzania biogazu, biogazu rolniczego, biometanu lub wodoru odnawialnego - a także połączony z tym zespołem <u>magazyn energii elektrycznej</u>, magazyn biogazu lub instalacja magazynowa w rozumieniu art. 3 pkt 10a ustawy - Prawo energetyczne wykorzystywana do magazynowania biogazu rolniczego, biometanu lub wodoru odnawialnego”. W naszej ocenie wskazywanie w definicji „mapy potencjału odnawialnego źródła energii” wtrącenia „<u>w tym wchodzącego w skład tej instalacji magazynu energii, w rozumieniu art. 3 pkt 10ka ustawy – Prawo energetyczne</u>” jest nieprawidłowe, w sytuacji gdy już definicji instalacji OZE wynika, że obejmuje ona magazyny energii elektrycznej. Skutek byłby taki, że magazyn energii elektrycznej byłby raz rozumiany jako część instalacji OZE, a innym razem nie. I taki rozdział nie jest jasny. Ponadto, przepis nie w pełni transponuje art. 15b ust. 1 zdanie 1 dyrektywy RED III, w zakresie, w którym przepis ten stanowi, że mapowanie przez państwa jest „niezbędne do zapewnienia co najmniej ich krajowych wkładów w realizację ogólnego unijnego celu dotyczącego energii odnawialnej wyznaczonego na 2030 r. określonego w art. 3 ust. 1 niniejszej dyrektywy”. Chodzi tutaj o cel, o którym mowa w art. 127a ustawy o OZE.	magazynowanie energii, w tym magazyn energii elektrycznej). Odwołanie do magazynu energii w rozumieniu art. 3 pkt 10ka ustawy Prawo energetyczne znajduje się także w innych przepisach – np. w projektowanym art. 160g ust. 5 pkt 3 ustawy o OZE, co również wymagałoby zmiany.	definicja obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii nawiązuje zaś do magazynu energii, co pozwala lepiej oddać całokształt przepisów dyrektywy RED III, rozszerzając zakres instalacji, które będą korzystały z ułatwień. Zgodnie bowiem z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, pojęcie magazynu energii jest znacznie szersze od pojęcia magazynu energii elektrycznej, gdyż obejmuje instalacje służące magazynowaniu energii, co oznacza: a) magazynowanie energii elektrycznej lub b) przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, w tym do postaci paliwa, przechowanie tej energii, a następnie wykorzystanie jej w postaci nośnika energii, lub c) przetworzenie energii elektrycznej pobranej z systemu nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej, przechowanie tej energii, a następnie wykorzystanie jej w postaci nośnika energii.
341.	Art. 9 pkt 2 lit. a – dot. art. 2 pkt	ClientEarth	Przedstawiony do konsultacji projekt ustawy przewiduje, że mapy potencjału	<u>Nadać brzmienie:</u>	Uwaga nieuwzględniona

	18a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii		odnawialnego źródła energii tworzy się wyłącznie dla instalacji OZE oraz dla instalacji OZE, w której skład wchodzi magazyn energii. Proponuje się rozszerzenie zakresu przedmiotowego map potencjału odnawialnego źródła energii także o magazyny energii funkcjonujące jako samodzielne instalacje – tj. bez wymogu bycia częścią instalacji OZE. Rozwiązanie to pozwoli na pełną transpozycję do polskiego prawa wymogów dyrektywy RED III oraz przyczyni się do poprawy krajowego bezpieczeństwa energetycznego.	„18a) mapy potencjału odnawialnego źródła energii – mapy w formie cyfrowej, określające obszary terytorium lądowego, polskie obszary morskie oraz obszary wód śródlądowych, a także obszary podpowierzchniowe o największym potencjale do lokalizacji danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii, w tym wchodzącego w skład tej instalacji magazynu energii, w rozumieniu art. 3 pkt 10ka ustawy - Prawo energetyczne, oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci, a także samodzielnych magazynów energii; ”	Uwaga wykracza poza zakres projektu, który dotyczy określenia ram prawnych dla wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz powiązanej z nimi infrastruktury magazynowej. Zgodnie z art. 15e dyrektywy RED III dla uproszczonego lokalizowania samodzielnych magazynów energii dedykowane są obszary dla infrastruktury sieci i magazynowania niezbędnej do włączenia energii odnawialnej do systemu elektroenergetycznego, które Państwa Członkowskie mogą wyznaczyć. Wdrożenie powyższych rozwiązań jest przedmiotem odrębnych analiz MKiŚ.
342.	Art. 9 pkt 2 lit. a – dot. art. 2 pkt 18a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki	Postulujemy o dodanie regulacji dających możliwość, aby z uproszczonej lokalizacji na obszarach przyspieszonego rozwoju OZE (OPRP), będą mogły korzystać również samodzielne, niezwiązane z instalacją wytwórczą, magazyny energii oraz różne źródła energii a także różne rodzaje odnawialnych źródeł energii.	<i>18a) mapy potencjału odnawialnego źródła energii – mapy w formie cyfrowej, określające obszary terytorium lądowego, polskie obszary morskie oraz obszary wód śródlądowych, a także obszary podpowierzchniowe o największym potencjale do lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii lub wielu rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii, w tym wchodzącego w skład tych instalacji magazynu energii lub magazynu energii nie związanego z instalacją odnawialnego źródła energii, w rozumieniu art. 3 pkt 10ka ustawy - Prawo energetyczne, oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci;</i>”	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu, który dotyczy określenia ram prawnych dla wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz powiązanej z nimi infrastruktury magazynowej. Zgodnie z art. 15e dyrektywy RED III dla uproszczonego lokalizowania samodzielnych magazynów energii dedykowane są obszary dla infrastruktury sieci i magazynowania niezbędnej do włączenia energii odnawialnej do systemu elektroenergetycznego, które Państwa Członkowskie mogą wyznaczyć. Wdrożenie powyższych rozwiązań jest przedmiotem odrębnych analiz MKiŚ.
343.	Art. 9 pkt 2 lit. a – dot. art. 2 pkt 18a ustawy z dnia 20 lutego	PSEW	Zgodnie z projektowaną definicją „mapy potencjału odnawialnego źródła energii” oznaczają mapy w formie cyfrowej, określające obszary terytorium lądowego,	W celu zapewnienia prawidłowej transpozycji art. 15b dyrektywy RED III proponujemy przeformułowanie definicji w następujący sposób:	Uwaga uwzględniona częściowo Uwaga kierunkowo uwzględniona w kontekście definicji mapy potencjału

2015 r. o odnawialnych źródłach energii			polskie obszary morskie oraz obszary wód śródlądowych, a także obszary podpowierzchniowe o największym potencjale do lokalizacji danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii, w tym wchodzącego w skład tej instalacji magazynu energii, w rozumieniu art. 3 pkt 10ka ustawy - Prawo energetyczne, oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci. Z definicji wynika, że mapowanie służy określeniu obszarów o największym potencjale do lokalizacji instalacji OZE. Tymczasem „instalacja OZE” w świetle obowiązującej już definicji w art. 2 pkt 13 ustawy o OZE oznacza: „instalację stanowiącą wyodrębniony zespół: a) urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła lub chłodu opisanych przez dane techniczne i handlowe, w których energia elektryczna lub ciepło lub chłód są wytwarzane z odnawialnych źródeł energii, lub b) obiektów budowlanych i urządzeń, stanowiących całość techniczno-użytkową służącą do wytwarzania biogazu, biogazu rolniczego, biometanu lub wodoru odnawialnego - a także połączony z tym zespołem magazyn energii elektrycznej, magazyn biogazu lub instalacja magazynowa w rozumieniu art. 3 pkt 10a ustawy - Prawo energetyczne wykorzystywana do magazynowania biogazu rolniczego, biometanu lub wodoru odnawialnego”. W naszej ocenie wskazywanie w definicji „mapy potencjału odnawialnego źródła	„mapy potencjału odnawialnego źródła energii – mapy w formie cyfrowej, określające tereny lądowe, obszary podpowierzchniowe, polskie obszary morskie oraz obszary wód śródlądowych, o największym potencjale do lokalizacji danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci, niezbędne do zapewnienia co najmniej krajowego celu w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto;”. a także ewentualnie zmianę istniejącej definicji „instalacji OZE” w art. 2 pkt 13 ustawy o OZE tak, by zamiast wyrazów „magazyn energii elektrycznej” napisać „magazyn energii”, tak jak to pojęcie funkcjonuje w Prawie energetycznym (tj. instalacja umożliwiająca magazynowanie energii, w tym magazyn energii elektrycznej). Odwołanie do magazynu energii w rozumieniu art. 3 pkt 10ka ustawy Prawo energetyczne znajduje się także w innych przepisach – np. w projektowanym art. 160g ust. 5 pkt 3 ustawy o OZE, co również wymagałoby zmiany.	odnawialnego źródła energii oraz zmiany wskazania dotyczącego magazynu energii elektrycznej. Zgodnie z definicją zawartą w dyrektywie RED III: 9a)»obszar przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych «oznacza określone miejsce lub obszar na lądzie, na morzu lub wodach śródlądowych, które państwo członkowskie wyznaczyło jako szczególnie odpowiednie do instalacji elektrowni wytwarzających energię odnawialną. Brak jest zatem w definicji nawiązania do magazynów oraz urządzeń, instalacji i sieci. Jednakże art. 15e dyrektywy RED III pozwala na ścisłe powiązanie instalacji OZE z magazynami energii oraz infrastrukturą sieciową. Przepis ten mówi ogólnie o infrastrukturze magazynowej, zaś ustawa OZE stanowi jedynie o magazynach energii elektrycznej. Projektowana w UD 162 definicja obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii nawiązuje zaś do magazynu energii, co pozwala lepiej oddać całokształt przepisów dyrektywy RED III, rozszerzając zakres instalacji, które będą korzystały z ułatwień. Zgodnie bowiem z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, pojęcie magazynu energii jest znacznie szersze od pojęcia magazynu energii elektrycznej, gdyż obejmuje instalacje służące magazynowaniu energii, co oznacza: a) magazynowanie energii elektrycznej lub b) przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę

			energii” wtrącenia „w tym wchodzącego w skład tej instalacji magazynu energii, w rozumieniu art. 3 pkt 10ka ustawy – Prawo energetyczne” jest nieprawidłowe, w sytuacji gdy już definicji instalacji OZE wynika, że obejmuje ona magazyny energii elektrycznej. Skutek byłby taki, że magazyn energii elektrycznej byłby raz rozumiany jako część instalacji OZE, a innym razem nie. I taki rozdział nie jest dla nas jasny. Ponadto, w naszej ocenie przepis nie w pełni transponuje art. 15b ust. 1 zdanie 1 dyrektywy RED III, w zakresie, w którym przepis ten stanowi, że mapowanie przez państwa jest „niezbędne do zapewnienia co najmniej ich krajowych wkładów w realizację ogólnego unijnego celu dotyczącego energii odnawialnej wyznaczonego na 2030 r. określonego w art. 3 ust. 1 niniejszej dyrektywy”. Chodzi tutaj o cel, o którym mowa w art. 127a ustawy o OZE.		wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, w tym do postaci paliwa, przechowanie tej energii, a następnie wykorzystanie jej w postaci nośnika energii, lub c) przetworzenie energii elektrycznej pobranej z systemu nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej, przechowanie tej energii, a następnie wykorzystanie jej w postaci nośnika energii.
344.	Art. 9 pkt 2 lit. a – dot. art. 2 pkt 18a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	European Energy	Postulujemy o dodanie do art. 2 pkt 18a ustawy o odnawialnych źródłach energii (UOZE) regulacji, zgodnie z którą, z uproszczonej lokalizacji na obszarach przyspieszonego rozwoju OZE (OPRP), będą mogły korzystać również samodzielne, niezwiązane z instalacją wytwórczą, magazyny energii.	Art. 2 pkt 18a) ustawy UOZE „mapy potencjału odnawialnego źródła energii – mapy w formie cyfrowej, określające obszary terytorium lądowego, polskie obszary morskie oraz obszary wód śródlądowych, a także obszary podpowierzchniowe o największym potencjale do lokalizacji danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii, w tym wchodzącego w skład tej instalacji magazynu energii lub magazyn energii nie związany z instalacją odnawialnego źródła energii, w rozumieniu art. 3 pkt 10ka ustawy - Prawo energetyczne, oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci;”	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu, który dotyczy mapowania potencjału OZE oraz określenia ram prawnych dla wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz powiązanej z nimi infrastruktury magazynowej. Zgodnie z art. 15e dyrektywy RED III dla uproszczonego lokalizowania samodzielnych magazynów energii dedykowane są obszary dla infrastruktury sieci i magazynowania niezbędnej do włączenia energii odnawialnej do systemu elektroenergetycznego, które Państwa Członkowskie mogą wyznaczyć.

					Wdrożenie powyższych rozwiązań jest przedmiotem odrębnych analiz MKiŚ.
345.	Art 9 pkt 2 lit. a i lit. b - dot. art. 2 pkt 18a oraz 19d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polski Komitet Energii Elektrycznej	W projekcie ustawy wprowadzono definicję pojęcia: „obszar przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii”, referując do zdefiniowanego pojęcia instalacji odnawialnego źródła energii - powtarzając w całości definicję z art. 2 pkt 13 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Podobny stan faktyczny dotyczy nowego art. 2 pkt 19d i art. 160g ust. 5 pkt 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. W naszej ocenie zasadnym jest rozważenie dokonania korekty ww. zapisów.	1. W art. 9 pkt 2) lit a projektu ustawy otrzymuje następujące brzmienie „18a) mapy potencjału odnawialnego źródła energii – mapy w formie cyfrowej, określające obszary terytorium lądowego, polskie obszary morskie oraz obszary wód śródlądowych, a także obszary podpowierzchniowe o największym potencjale do lokalizacji danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii”. 2. W art. 9 w pkt 2 lit b projektu ustawy otrzymuje następujące brzmienie: „19d) obszar przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii – teren lądowy, w tym teren przekształcony lub polski obszar morski lub obszar wód śródlądowych, służący uproszczonej lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii;” 3. W art. 9 pkt 4 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 160g w ust. 5 pkt 3 otrzymuje brzmienie: „3) środki łagodzące, jakie należy zastosować przy lokalizacji poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii w celu uniknięcia negatywnego oddziaływania na środowisko lub, jeżeli to niemożliwe, znacznego zmniejszenia tego oddziaływania oraz uniknięcia zabijania lub niepokojenia gatunków chronionych na podstawie przepisów odrębnych – w porozumieniu z właściwym regionalnym dyrektorem ochrony środowiska;”	Uwagi nieuwzględniona Zgodnie z proponowaną definicją w dyrektywie RED III: 9a) »obszar przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych «oznacza określone miejsce lub obszar na lądzie, na morzu lub wodach śródlądowych, które państwo członkowskie wyznaczyło jako szczególnie odpowiednie do instalacji elektrowni wytwarzających energię odnawialną. Brak jest zatem w definicji nawiązania do magazynów oraz urządzeń, instalacji i sieci, natomiast art. 15b ust. 1 dyrektywy RED III mówiąc o mapowaniu obszarów potencjału dla elektrowni produkujących energię odnawialną wskazuje także „powiązaną z nimi infrastrukturę, taką jak instalacje sieciowe i magazynowe, w tym do magazynowania energii cieplnej” zaś art. 15c ust. 1 lit. b dyrektywy RED III mówi, że właściwe organy „ustanawiają odpowiednie zasady dla obszarów przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych, w tym dotyczące skutecznych środków łagodzących, jakie należy zastosować przy instalacji elektrowni wytwarzających energię odnawialną i położonych na tym samym obszarze magazynów energii (...)”. Mając na względzie powyższe projektowane w UD 162 definicje map potencjału odnawialnego źródła energii oraz obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii nawiązują do magazynu energii, co pozwala lepiej oddać

					całokształt przepisów dyrektywy RED III, rozszerzając zakres instalacji, które będą korzystały z ułatwień. Zgodnie bowiem z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, pojęcie magazynu energii jest znacznie szersze od pojęcia magazynu energii elektrycznej, gdyż obejmuje instalacje służące magazynowaniu energii, co oznacza: a) magazynowanie energii elektrycznej lub b) przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, w tym do postaci paliwa, przechowanie tej energii, a następnie wykorzystanie jej w postaci nośnika energii, lub c) przetworzenie energii elektrycznej pobranej z systemu nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej, przechowanie tej energii, a następnie wykorzystanie jej w postaci nośnika energii.
346.	Art 9 pkt 2 lit. a i lit. b - dot. art. 2 pkt 18a oraz 19d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	TAURON Energia S.A. Polska	W projekcie ustawy wprowadzono definicję pojęcia: „obszar przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii”, referując do zdefiniowanego pojęcia instalacji odnawialnego źródła energii - powtarzając w całości definicję z art. 2 pkt 13 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Podobny stan faktyczny dotyczy nowego art. 2 pkt 19d i art. 160g ust. 5 pkt 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. W naszej ocenie zasadnym jest rozważenie dokonania korekty ww. zapisów.	1. W art. 9 pkt 2) lit a projektu ustawy otrzymuje następujące brzmienie „18a) mapy potencjału odnawialnego źródła energii – mapy w formie cyfrowej, określające obszary terytorium lądowego, polskie obszary morskie oraz obszary wód śródlądowych, a także obszary podpowierzchniowe o największym potencjale do lokalizacji danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii;”. 2. W art. 9 w pkt 2 lit b projektu ustawy otrzymuje następujące brzmienie: „19d) obszar przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii –	Uwagi nieuwzględniona. Zgodnie z proponowaną definicją w dyrektywie RED III: 9a) »obszar przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych «oznacza określone miejsce lub obszar na lądzie, na morzu lub wodach śródlądowych, które państwo członkowskie wyznaczyło jako szczególnie odpowiednie do instalacji elektrowni wytwarzających energię odnawialną. Brak jest zatem w definicji nawiązania do magazynów oraz urządzeń, instalacji i sieci, natomiast art. 15b ust. 1 dyrektywy RED III mówiąc o

			teren lądowy, w tym teren przekształcony lub polski obszar morski lub obszar wód śródlądowych, służący uproszczonej lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii;” 3. W art. 9 pkt 4 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 160g w ust. 5 pkt 3 otrzymuje brzmienie: „3) środki łagodzące, jakie należy zastosować przy lokalizacji poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii w celu uniknięcia negatywnego oddziaływania na środowisko lub, jeżeli to niemożliwe, znacznego zmniejszenia tego oddziaływania oraz uniknięcia zabijania lub niepokojenia gatunków chronionych na podstawie przepisów odrębnych – w porozumieniu z właściwym regionalnym dyrektorem ochrony środowiska;”	mapowaniu obszarów potencjału dla elektrowni produkujących energię odnawialną wskazuje także „powiązaną z nimi infrastrukturę, taką jak instalacje sieciowe i magazynowe, w tym do magazynowania energii cieplnej” zaś art. 15c ust. 1 lit. b dyrektywy RED III mówi, że właściwe organy „ustanawiają odpowiednie zasady dla obszarów przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych, w tym dotyczące skutecznych środków łagodzących, jakie należy zastosować przy instalacji elektrowni wytwarzających energię odnawialną i położonych na tym samym obszarze magazynów energii (...)”. Mając na względzie powyższe projektowane w UD 162 definicje map potencjału odnawialnego źródła energii oraz obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii nawiązują do magazynu energii, co pozwala lepiej oddać całokształt przepisów dyrektywy RED III, rozszerzając zakres instalacji, które będą korzystały z ułatwień. Zgodnie bowiem z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, pojęcie magazynu energii jest znacznie szersze od pojęcia magazynu energii elektrycznej, gdyż obejmuje instalacje służące magazynowaniu energii, co oznacza: a) magazynowanie energii elektrycznej lub b) przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej

					postaci energii, w tym do postaci paliwa, przechowanie tej energii, a następnie wykorzystanie jej w postaci nośnika energii, lub c) przetworzenie energii elektrycznej pobranej z systemu nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej, przechowanie tej energii, a następnie wykorzystanie jej w postaci nośnika energii.
347.	Art. 9 pkt 2 lit. b – dot. Art. 2 pkt 19d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Związek Powiatów Polskich	Sformułowaniem takim nie posługuje się Prawo energetyczne, ustawa o OZE, Prawo budowlane ani ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Nie tłumaczy go też przedłożony projekt. Brzmi to natomiast jakby na wyznaczonym terenie szybciej można było stawiać instalacje OZE – ale o jaki tryb konkretnie chodzi?	Co jest rozumiane przez „uproszczoną lokalizację instalacji odnawialnego źródła energii” w definicji obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji OZE?	Uwaga wyjaśniona Wskazana w przedmiotowej definicji „uproszczona lokalizacja instalacji odnawialnego źródła energii” odnosi się do istoty OPRO, jaką ma być skrócenie czasu trwania procesów inwestycyjnych instalacji powstających na tych obszarach. Projektodawca wprowadzi tym samym dodatkowe przepisy w zakresie ułatwień proceduralnych, które będą określać m.in. zwolnienie z konieczności uzyskania oceny oddziaływania na środowisko. Plany OPRO będą podlegać strategicznej ocenie oddziaływania na środowisko, dzięki czemu poszczególne instalacje lokalizowane w ramach OPRO nie będą podlegać procedurze środowiskowej, chyba że w ramach kontroli danego przedsięwzięcia organ środowiskowy orzeknie inaczej.
348.	Art. 9 pkt 2 lit. b – dot. art. 2 pkt 19d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Śląskiego	W proponowanym brzmieniu definicji obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii użyto sformułowania „uproszczona lokalizacja”, które jest pojęciem niedookreślonym i niezrozumiałym. Poza definicją nie pojawia się w tekście opiniowanej ustawy, ani innych aktów prawnych z nią powiązanych bądź przez nią zmienianych.	19d) obszar przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii – teren lądowy, w tym teren przekształcony lub polski obszar morski lub obszar wód śródlądowych, na którym obowiązują uproszczone zasady sytuowania instalacji odnawialnego źródła energii , w tym wchodzącego w skład tej instalacji magazynu energii, w rozumieniu art. 3 pkt	Uwaga kierunkowo uwzględniona Wskazana w przedmiotowej definicji „uproszczona lokalizacja instalacji odnawialnego źródła energii” odnosi się do istoty OPRO, jaką ma być skrócenie czasu trwania procesów inwestycyjnych instalacji powstających na tych obszarach.

			W uzasadnieniu do projektu ustawy także brak takiego pojęcia, natomiast mowa jest o uproszczonych zasadach sytuowania urządzeń OZE. W związku z powyższym proponujemy zastąpienie słów „służący uproszczonej lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii” słowami „na którym obowiązują uproszczone zasady sytuowania instalacji”	10ka ustawy - Prawo energetyczne, oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci;”	Niemniej projektowane przepisy zostały dostosowane zgodnie z propozycją w celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych.
349.	Art 9 pkt 2 lit. b – dot. art. 2 pkt 19d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	PSEW	Zgodnie z projektowaną definicją legalną „obszar przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii” (dalej jako: „OPRO”) oznacza teren lądowy, w tym teren przekształcony lub polski obszar morski lub obszar wód śródlądowych, służący uproszczonej lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii, w tym wchodzącego w skład tej instalacji magazynu energii, w rozumieniu art. 3 pkt 10ka ustawy - Prawo energetyczne, oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci. Uwaga łączy się z uwagą dotyczącą definicji „map potencjału OZE. Mając na uwadze, że OPRO mają stanowić podzbiór obszarów zmapowanych, nie jest zasadne i celowe określanie inny sposób rodzaju terenów objętych definicją.	W powiązaniu z poprzednią uwagą, w celu prawidłowej transpozycji art. 15c dyrektywy RED III, zgodnie z którym obszary przyspieszonego rozwoju OZE stanowią podzbiór obszarów, o których mowa w art. 15b, a także w celu uniknięcia takiego samego wyliczenia rodzajów terenów, proponujemy następujące brzmienie definicji: „obszar przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii – podzbiór obszarów określonych w mapach potencjału odnawialnego źródła energii, wyznaczany w celu uproszczonej lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci;”	Uwaga nieuwzględniona W ocenie projektodawcy zmiana nie jest zasadna, gdyż nie wnosi nic nowego względem dotychczasowego brzmienia przepisów. W projekcie został już zawarty przepis materialny, który wskazuje, że wyznaczanie OPRO dopuszcza się na terenie położonym w granicach obszarów uwzględnionych na mapach potencjału odnawialnego źródła energii.
350.	Art 9 pkt 2 lit. b – dot. art. 2 pkt 19d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polski Komitet Energii Elektrycznej	We wprowadzanej definicji pojęcia obszar przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, projektodawca posługuje się niezdefiniowanym pojęciem “uproszczonej lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii”. Posługując się pomocniczo uzasadnieniem do projektu oraz oceny skutków regulacji, treścią ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii oraz treścią Dyrektywy 2023/2413, nie jest możliwe ustalenie znaczenia tego pojęcia. W celu usunięcia wątpliwości	W art 9 pkt 2 projektu ustawy dodaje się lit. c w brzmieniu: „c) dotychczasową treść pkt 35b oznacza się jako pkt 35c, a pkt 35b otrzymuje następujące brzmienie: 35b) uproszczona lokalizacja instalacji odnawialnego źródła energii – lokalizacja instalacji odnawialnego źródła energii będąca wynikiem zastosowania ułatwień w jego przygotowaniu i realizacji”;	Uwaga wyjaśniona Wskazana w przedmiotowej definicji „uproszczona lokalizacja instalacji odnawialnego źródła energii” odnosi się do istoty OPRO, jaką ma być skrócenie czasu trwania procesów inwestycyjnych instalacji powstających na tych obszarach. Niemniej projektowane przepisy zostały poddane analizie i dostosowane w celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych.

			interpretacyjnych w naszej ocenie zasadnym jest uzupełnienie projektowanych przepisów o definicję "uproszczonej lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii".		
351.	Art 9 pkt 2 lit. b – dot. art. 2 pkt 19d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	TAURON Energia S.A. Polska	We wprowadzanej definicji pojęcia obszar przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, projektodawca posługuje się niezdefiniowanym pojęciem "uproszczonej lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii". Posługując się pomocniczo uzasadnieniem do projektu oraz oceny skutków regulacji, treścią ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii oraz treścią Dyrektywy 2023/2413, nie jest możliwe ustalenie znaczenia tego pojęcia. W celu usunięcia wątpliwości interpretacyjnych w naszej ocenie zasadnym jest uzupełnienie projektowanych przepisów o definicję "uproszczonej lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii".	W art 9 pkt 2 projektu ustawy dodaje się lit. c w brzmieniu: „c) dotychczasową treść pkt 35b oznacza się jako pkt 35c, a pkt 35b otrzymuje następujące brzmienie: 35b) uproszczona lokalizacja instalacji odnawialnego źródła energii – lokalizacja instalacji odnawialnego źródła energii będąca wynikiem zastosowania ułatwień w jego przygotowaniu i realizacji;”;	Uwaga wyjaśniona Wskazana w przedmiotowej definicji „uproszczona lokalizacja instalacji odnawialnego źródła energii” odnosi się do istoty OPRO, jaką ma być skrócenie czasu trwania procesów inwestycyjnych instalacji powstających na tych obszarach. Niemniej projektowane przepisy zostaną poddane analizie w celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych.
352.	Art. 9 pkt 2 - dot. art. 2 pkt 18a i 19d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	PSEW	Ułatwienia regulacyjne przewidziane zarówno dla obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, jak również wskazane w mapach potencjału odnawialnego źródła energii, powinny odnosić się nie tylko do „(...) instalacji odnawialnego źródła energii, w tym wchodzącego w skład tej instalacji magazynu energii, w rozumieniu art. 3 pkt 10ka ustawy - Prawo energetyczne, oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci”, ale także obejmować linie bezpośrednie oraz sieć wodorową ograniczoną geograficznie. W przeciwnym razie może dojść do sytuacji, gdy dana inwestycja w instalację odnawialnego źródła energii skorzysta z ułatwień przewidzianych w ustawie, ale jednocześnie nie sposób będzie zbudować kluczowego elementu takiej inwestycji jak	Każdorazowo po wyrażeniu: „urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci,” dodanie: „ lub do instalacji odbiorczej, a także linii bezpośredniej oraz sieci wodorowej ograniczonej geograficznie wodoru odnawialnego ”.	Uwaga częściowo uwzględniona Wprowadzono rozwiązanie umożliwiające odbiór energii elektrycznej linią bezpośrednią z instalacji zlokalizowanych na OPRO. Jednocześnie należy wskazać, że projektowane przepisy stanowią jedynie pierwszy etap wdrażania OPRO w Polsce. Oznacza to, że na dalszych etapach rozwoju OPRO nie wyklucza się uwzględnienia dodatkowych rozwiązań takich jak np. sieci wodorowe.

			linia bezpośrednia czy sieć wodorowa ograniczona geograficznie. Proponowane brzmienie ustawy odnosi się jedynie do „sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci”, co nie obejmuje linii bezpośredniej, która właśnie jest przydatna w inwestycjach, które tego podłączenia do sieci nie mają. Również z powyższych względów konieczne jest uzupełnienie ww. wyrażenia o sieć wodorową ograniczoną geograficznie, która również będzie pełnić funkcję lokalnego, pozasystemowego przesyłu wodoru, W tym przypadku z uwagi na cel ustawy i implementowanej Dyrektywy RED III może być konieczne zawężenie tej sieci wodorowej jedynie do wodoru odnawialnego. Inne rodzaje wodoru nie stanowią źródła odnawialnej energii w rozumieniu ustawy o odnawialnych źródłach energii. Ponadto, postulujemy rozszerzenie przepisu na instalacje odbiorcze, które umożliwiłoby przyspieszenie rozwoju także połączenia elektroenergetycznego OZE-odbior (np. elektrolizer), jeśli takie połączenie w konfiguracji jeden właściciel OZE i odbioru nie jest traktowane jako część instalacji OZE.		
353.	Art. 9 pkt 2 - dot. art. 2 pkt 18a, 19d oraz art. 160g pkt 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	GK ORLEN	Ułatwienia regulacyjne przewidziane zarówno dla obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, jak również wskazane w mapach potencjału odnawialnego źródła energii, powinny odnosić się nie tylko do „(...) instalacji odnawialnego źródła energii, w tym wchodzącego w skład tej instalacji magazynu energii, w rozumieniu art. 3 pkt 10ka ustawy - Prawo energetyczne, oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do	Proponujemy, każdorazowo po wyrażeniu: „urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci,” dodanie: „lub do instalacji odbiorczej, a także linii bezpośredniej oraz sieci wodorowej ograniczonej geograficznie wodoru odnawialnego”.	Uwaga częściowo uwzględniona Wprowadzono rozwiązanie umożliwiające odbiór energii elektrycznej linią bezpośrednią z instalacji zlokalizowanych na OPRO. Jednocześnie należy wskazać, że projektowane przepisy stanowią jedynie pierwszy etap wdrażania OPRO w Polsce. Oznacza to, że na

			ich przyłączenia do sieci”, ale także obejmować linie bezpośrednie oraz sieć wodorową ograniczoną geograficznie. W przeciwnym razie może dojść do sytuacji, gdy dana inwestycja w instalację odnawialnego źródła energii skorzysta z ułatwień przewidzianych w ustawie, ale jednocześnie nie sposób będzie zbudować kluczowego elementu takiej inwestycji jak linia bezpośrednia czy sieć wodorowa ograniczona geograficznie. Proponowane brzmienie ustawy odnosi się jedynie do „sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci”, co nie obejmuje linii bezpośredniej, która właśnie jest przydatna w inwestycjach, które tego podłączenia do sieci nie mają. Również z powyższych względów konieczne jest uzupełnienie ww. wyrażenia o sieć wodorową ograniczoną geograficznie, która również będzie pełnić funkcję lokalnego, pozasystemowego przesyłu wodoru. W tym przypadku z uwagi na cel ustawy i implementowanej Dyrektywy RED III może być konieczne zawężenie tej sieci wodorowej jedynie do wodoru odnawialnego. Inne rodzaje wodoru nie stanowią źródła odnawialnej energii w rozumieniu ustawy o odnawialnych źródłach energii. Ponadto, postulujemy rozszerzenie przepisu na instalacje odbiorcze, które umożliwiłyby przyspieszenie rozwoju także połączenia elektroenergetycznego OZE-odbior (np. elektrolizer), jeśli takie połączenie w konfiguracji jeden właściciel OZE i odbioru nie jest traktowane jako część instalacji OZE.	dalszych etapach rozwoju OPRO nie wyklucza się uwzględnienia dodatkowych rozwiązań takich jak np. sieci wodorowe.

354.	Art. 9 pkt 2 - dot. art. 2 pkt 18a, 19d oraz art. 160g pkt 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polska Przemysłu Chemicznego	Izba	Ułatwienia regulacyjne przewidziane zarówno dla obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, jak również wskazane w mapach potencjału odnawialnego źródła energii, powinny odnosić się nie tylko do „(...) instalacji odnawialnego źródła energii, w tym wchodzącego w skład tej instalacji magazynu energii, w rozumieniu art. 3 pkt 10ka ustawy - Prawo energetyczne, oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci”, ale także obejmować linie bezpośrednie oraz sieć wodorową ograniczoną geograficznie. W przeciwnym razie może dojść do sytuacji, gdy dana inwestycja w instalację odnawialnego źródła energii skorzysta z ułatwień przewidzianych w ustawie, ale jednocześnie nie sposób będzie zbudować kluczy elementów takiej inwestycji jak linia bezpośrednia czy sieć wodorowa ograniczona geograficznie. Proponowane brzmienie ustawy odnosi się jedynie do „sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci”, co nie obejmuje linii bezpośredniej, która właśnie jest przydatna w inwestycjach, które tego podłączenia do sieci nie mają. Również z powyższych względów konieczne jest uzupełnienie ww. wyrażenia o sieć wodorową ograniczoną geograficznie, która również będzie pełnić funkcję lokalnego, pozasystemowego przesyłu wodoru. W tym przypadku z uwagi na cel ustawy i implementowanej Dyrektywy RED III może być konieczne zawężenie tej sieci wodorowej jedynie do wodoru odnawialnego. Inne rodzaje wodoru nie stanowią źródła odnawialnej energii w rozumieniu ustawy o odnawialnych źródłach energii.	Każdorazowo po wyrażeniu: „urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci,” dodanie: „lub do instalacji odbiorczej, a także linii bezpośredniej oraz sieci wodorowej ograniczonej geograficznie wodoru odnawialnego”.	Uwaga częściowo uwzględniona Wprowadzono rozwiązanie umożliwiające odbiór energii elektrycznej linią bezpośrednią z instalacji zlokalizowanych na OPRO. Jednocześnie należy wskazać, że projektowane przepisy stanowią jedynie pierwszy etap wdrażania OPRO w Polsce. Oznacza to, że na dalszych etapach rozwoju OPRO nie wyklucza się uwzględnienia dodatkowych rozwiązań takich jak np. sieci wodorowe.

			Ponadto, PIPC postuluje rozszerzenie przepisu na instalacje odbiorcze, które umożliwiłyby przyspieszenie rozwoju także połączenia elektroenergetycznego OZE-odbior (np. elektrolizer), jeśli takie połączenie w konfiguracji jeden właściciel OZE i odbioru nie jest traktowane jako część instalacji OZE.		
355.	Art. 9 pkt 2 lit. b – dot. art. 2 pkt 19d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polska Izba Magazynowania Energii	Postulujemy o dodanie do art. 2 pkt 19d UOZE regulacji zgodnie, z którą z uproszczonej lokalizacji OPRP, będą mogły korzystać również samodzielne, niezwiązane z instalacją wytwórczą, magazyny energii.	Art. 2 pkt 19d) UOZE „obszar przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii – teren lądowy, w tym teren przekształcony lub polski obszar morski lub obszar wód śródlądowych, służący uproszczonej lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii, w tym wchodzącego w skład tej instalacji magazynu energii lub magazynu energii nie związanego z instalacją odnawialnego źródła energii, w rozumieniu art. 3 pkt 10ka ustawy - Prawo energetyczne, oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci;”;	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu, który dotyczy określenia ram prawnych dla wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz powiązanej z nimi infrastruktury magazynowej. Zgodnie z art. 15e dyrektywy RED III dla uproszczonego lokalizowania samodzielnych magazynów energii dedykowane są obszary dla infrastruktury sieci i magazynowania niezbędnej do włączenia energii odnawialnej do systemu elektroenergetycznego, które Państwa Członkowskie mogą wyznaczyć. Wdrożenie powyższych rozwiązań jest przedmiotem odrębnych analiz MKiŚ.
356.	Art. 9 pkt 2 lit. b – dot. art. 2 pkt 19d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	GK ORLEN	Zgodnie z projektowaną definicją legalną „obszar przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii” (dalej jako: „OPRO”) oznacza teren lądowy, w tym teren przekształcony lub polski obszar morski lub obszar wód śródlądowych, służący uproszczonej lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii, w tym wchodzącego w skład tej instalacji magazynu energii, w rozumieniu art. 3 pkt 10ka ustawy - Prawo energetyczne, oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci.	W powiązaniu z poprzednią uwagą, w celu prawidłowej transpozycji art. 15c dyrektywy RED III, zgodnie z którym obszary przyspieszonego rozwoju OZE stanowią podzbiór obszarów, o których mowa w art. 15b, a także w celu uniknięcia takiego samego wyliczenia rodzajów terenów, proponujemy następujące brzmienie definicji: „obszar przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii – podzbiór obszarów określonych w mapach potencjału odnawialnego źródła	Uwaga nieuwzględniona W ocenie projektodawcy zmiana nie jest zasadna, gdyż nie wnosi nic nowego względem dotychczasowego brzmienia przepisów. W projekcie został już zawarty przepis materialny, który wskazuje, że wyznaczanie OPRO dopuszcza się na terenie położonym w granicach obszarów uwzględnionych na mapach potencjału odnawialnego źródła energii.

			Uwaga łączy się z uwagą dotyczącą definicji „map potencjału OZE. Mając na uwadze, że OPRO mają stanowić podzbiór obszarów zmapowanych, nie jest zasadne i celowe określanie w inny sposób rodzaju terenów objętych definicją.	energii, wyznaczany w celu uproszczonej lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci;”	
357.	Art. 9 pkt 2 lit. b – dot. art. 2 pkt 19d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polska Przemysłu Chemicznego Izba	Zgodnie z projektowaną definicją legalną „obszar przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii” (dalej jako: „OPRO”) oznacza teren lądowy, w tym teren przekształcony lub polski obszar morski lub obszar wód śródlądowych, służący uproszczonej lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii, w tym wchodzącego w skład tej instalacji magazynu energii, w rozumieniu art. 3 pkt 10ka ustawy - Prawo energetyczne, oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci. Uwaga łączy się z uwagą dotyczącą definicji „map potencjału OZE. Mając na uwadze, że OPRO mają stanowić podzbiór obszarów zmapowanych, nie jest zasadne i celowe określanie w inny sposób rodzaju terenów objętych definicją.	W powiązaniu z poprzednią uwagą, w celu prawidłowej transpozycji art. 15c dyrektywy RED III, zgodnie z którym obszary przyspieszonego rozwoju OZE stanowią podzbiór obszarów, o których mowa w art. 15b, a także w celu uniknięcia takiego samego wyliczenia rodzajów terenów, PIPC proponuje następujące brzmienie definicji: „obszar przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii – podzbiór obszarów określonych w mapach potencjału odnawialnego źródła energii, wyznaczany w celu uproszczonej lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci;”	Uwaga nieuwzględniona W ocenie projektodawcy zmiana nie jest zasadna, gdyż nie wnosi nic nowego względem dotychczasowego brzmienia przepisów. W projekcie został już zawarty przepis materialny, który wskazuje, że wyznaczanie OPRO dopuszcza się na terenie położonym w granicach obszarów uwzględnionych na mapach potencjału odnawialnego źródła energii.
358.	Art. 9 pkt 2 lit. b – dot. art. 2 pkt 19d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki		19d) „obszar przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii – teren lądowy, w tym teren przekształcony lub polski obszar morski lub obszar wód śródlądowych, służący uproszczonej lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii lub wielu różnych rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii, w tym wchodzącego w skład tych instalacji magazynu energii lub magazynu energii nie związanego z instalacją odnawialnego źródła energii, w rozumieniu art. 3 pkt 10ka ustawy - Prawo energetyczne, oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci;	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu, który dotyczy określenia ram prawnych dla wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz powiązanej z nimi infrastruktury magazynowej. Zgodnie z art. 15e dyrektywy RED III dla uproszczonego lokalizowania samodzielnych magazynów energii dedykowane są obszary dla infrastruktury sieci i magazynowania niezbędnej do włączenia energii odnawialnej do systemu elektroenergetycznego,

					które Państwa Członkowskie mogą wyznaczyć. Wdrożenie powyższych rozwiązań jest przedmiotem odrębnych analiz MKiŚ.
359.	Art. 9 pkt 2 lit. b – dot. art. 2 pkt 19d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	ClientEarth	Projekt ustawy przewiduje, że obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii tworzy się wyłącznie dla instalacji OZE oraz dla instalacji OZE, w której skład wchodzi magazyn energii. Proponuje się rozszerzenie zakresu przedmiotowego OPRO o magazyny energii funkcjonujące jako samodzielne instalacje – tj. bez wymogu bycia częścią instalacji OZE. Rozwiązanie to pozwoli na pełną transpozycję do polskiego prawa wymogów dyrektywy RED III oraz przyczyni się do poprawy krajowego bezpieczeństwa energetycznego.	<u>Nadać brzmienie:</u> „19d) obszar przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii – teren lądowy, w tym teren przekształcony lub polski obszar morski lub obszar wód śródlądowych, służący uproszczonej lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii, w tym wchodzącego w skład tej instalacji magazynu energii, w rozumieniu art. 3 pkt 10ka ustawy - Prawo energetyczne, oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci, a także samodzielnych magazynów energii;”	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu, który dotyczy określenia ram prawnych dla wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz powiązanej z nimi infrastruktury magazynowej. Zgodnie z art. 15e dyrektywy RED III dla uproszczonego lokalizowania samodzielnych magazynów energii dedykowane są obszary dla infrastruktury sieci i magazynowania niezbędnej do włączenia energii odnawialnej do systemu elektroenergetycznego, które Państwa Członkowskie mogą wyznaczyć. Wdrożenie powyższych rozwiązań jest przedmiotem odrębnych analiz MKiŚ.
360.	Art. 9 pkt 2 lit. b – dot. art. 2 pkt 19d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	European Energy	Postulujemy o dodanie do art. 2 pkt 19d UOZE regulacji zgodnie, z którą z uproszczonej lokalizacji OPRP, będą mogły korzystać również samodzielne, niezwiązane z instalacją wytwórczą, magazyny energii.	Art. 2 pkt 19d) UOZE „obszar przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii – teren lądowy, w tym teren przekształcony lub polski obszar morski lub obszar wód śródlądowych, służący uproszczonej lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii, w tym wchodzącego w skład tej instalacji magazynu energii lub magazynu energii nie związanego z instalacją odnawialnego źródła energii, w rozumieniu art. 3 pkt 10ka ustawy - Prawo energetyczne, oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci;”;	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu, który dotyczy określenia ram prawnych dla wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz powiązanej z nimi infrastruktury magazynowej. Zgodnie z art. 15e dyrektywy RED III dla uproszczonego lokalizowania samodzielnych magazynów energii dedykowane są obszary dla infrastruktury sieci i magazynowania niezbędnej do włączenia energii odnawialnej do systemu elektroenergetycznego, które Państwa Członkowskie mogą wyznaczyć.

					Wdrożenie powyższych rozwiązań jest przedmiotem odrębnych analiz MKiŚ.
361.	Art. 9 – dot. art. 2 pkt 27b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Miasto Bydgoszcz	Ustanowienie „Samorządowego Prosumenta Wirtualnego”.	Zgodnie z obecnym stanem prawnym wyróżniamy prosumenta energii odnawialnej, prosumenta wirtualnego energii odnawialnej oraz prosumenta zbiorowego energii odnawialnej. Instytucja prosumenta wirtualnego zapewnia możliwość wytwarzania energii elektrycznej (na własne potrzeby) z instalacji odnawialnego źródła energii, przyłączonej do sieci w innym miejscu niż miejsce wytwarzania. Prosument wirtualny posiada analogiczny do rozwiązań stosowanych wobec klasycznego prosumenta energii odnawialnej system rozliczeń, tj. net-billing, który zakłada odrębne rozliczenie wartości energii elektrycznej prowadzonej do sieci elektroenergetycznej i energii elektrycznej pobranej z tej sieci, w oparciu o wartość energii ustaloną wg ceny giełdowej – ceny z Rynku Dnia Następnego. Rozliczenia energii przeprowadza się z wykorzystaniem indywidualnych kont, tzw. „kont prosumenckich”, które prowadzą sprzedawcy energii. Ustawa przewiduje, że prosument wirtualny może mieć własną instalację fotowoltaiczną lub posiadać w niej udziały. Maksymalna moc wytwórcza przypisana do jednego punktu poboru nie może być wyższa niż 50 kW. W tym miejscu należy wskazać, iż w przypadku tak niskiej maksymalnej mocy wytwórczej rozwiązanie wydaje się dużo mniej korzystne dla jednostek samorządu terytorialnego posiadających większe instalacje. Przy tej okazji wskazać należy, iż z uwagi na wzrost udziału OZE w rynku energii zasadna byłaby zmiana definicji	Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu. Jednocześnie, maksymalna moc instalacji odnawialnych źródeł energii o wartości 50 kW odnosi się do punktu poboru energii, w którym prosument wirtualny pobiera energię elektryczną. Wobec tego, możliwym jest wykorzystanie instalacji OZE, posiadanych przez JST, o mocy przekraczającej wskazaną moc 50 kW, jednakże udział odbiorcy w instalacji nie może przekraczać maksymalnej ustawowo określonej wartości. W odniesieniu do postulatu zwiększenia mocy mikroinstalacji z 50 kW należy podkreślić, że zgodnie z art. 7 ust. 8d4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo Energetyczne (Dz.U. 2024 poz. 266), w przypadku gdy podmiot, ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej, jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego. W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej odbywa się na podstawie umowy o

				mikroinstalacji poprzez zwiększenie mocy maksymalnej.	przyłączenie do sieci. Ta regulacja wynika z art. 17 ust. 2 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego I Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. Ponadto zgodnie z art. 7 ust. 8 pkt 3 lit. b ustawy PE za przyłączenie mikroinstalacji nie pobiera się opłaty. W świetle zaś art. 7 ust. 8d12 ustawy PE w przypadku przyłączenia do sieci dystrybucyjnej mikroinstalacji z magazynem energii elektrycznej, do mocy zainstalowanej mikroinstalacji nie wlicza się mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej, o ile moc zainstalowana magazynu energii elektrycznej i łączna moc możliwa do wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej przez mikroinstalację z magazynem energii elektrycznej jest nie większa od mocy mikroinstalacji. W świetle powyższych regulacji zwiększenie mocy mikroinstalacji z 50 kW miałoby bardzo istotny wpływ na bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej oraz spowodowałoby obciążenie pozostałych odbiorców kosztami przyłączenia i dostosowania sieci elektroenergetycznej do pracy w systemie mikroinstalacji o znacznie większej mocy.
362.	Art. 9 – dot. art. 2 pkt 27b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Instytut Gospodarki Nieruchomościami	<u>Uzasadnienie:</u> Zmiana ma na celu umożliwienie wykorzystania instalacji OZE, zamontowanych na budynkach wielolokalowych, w formule prosumenta wirtualnego. Pojawić się mogą bowiem sytuacje, kiedy dach jednego budynku umożliwia postawienie instalacji większej,	Umożliwienie wykorzystania instalacji OZE na budynkach wielolokalowych (blokach) w formule prosumenta wirtualnego W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, w art. 2 pkt 27b skreśla się słowa “która jednocześnie nie jest przyłączona do sieci	Uwaga nieuwzględniona Propozycja zmiany uwzględniona została w ramach Rządowego projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw w związku z wprowadzaniem centralnego systemu informacji rynku energii, o numerze druku sejmowego 1209.

			aniżeli pobór mieszkańców tego budynku w ramach prosumenta zbiorowego, lokatorskiego lub indywidualnego, a jednocześnie energia ta mogłaby być udostępniona innym budynkom lub podmiotom, których powierzchnia dachowa nie pozwala na zamontowanie instalacji o odpowiedniej mocy.	dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego,”.	
363.	Art. 9 – dot. art. 2 pkt 27b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Barbara Brenzel		Zmienić art 2 ust. 27b w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii poprzez skreślenie słów "która jednocześnie nie jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego".	Uwaga nieuwzględniona Propozycja zmiany uwzględniona została w ramach Rządowego projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw w związku z wprowadzaniem centralnego systemu informacji rynku energii, o numerze druku sejmowego 1209.
364.	Art. 9 – dot. art. 2 pkt 27b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Krajowa Rada Spółdzielcza	<u>Uzasadnienie:</u> Zmiana ma na celu umożliwienie wykorzystania instalacji OZE, zamontowanych na budynkach wielolokalowych, w formule prosumenta wirtualnego. Pojawić się mogą bowiem sytuacje, kiedy dach jednego budynku umożliwia postawienie instalacji większej, aniżeli pobór mieszkańców tego budynku w ramach prosumenta zbiorowego, lokatorskiego lub indywidualnego, a jednocześnie energia ta mogłaby być udostępniona innym budynkom lub podmiotom, których powierzchnia dachowa nie pozwala na zamontowanie instalacji o odpowiedniej mocy.	Zmiana art. 2 ust. 27b Umożliwienie wykorzystania instalacji OZE na budynkach wielolokalowych (blokach) w formule prosumenta wirtualnego W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, w art. 2 pkt 27b skreśla się słowa “która jednocześnie nie jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego.”	Uwaga nieuwzględniona Propozycja zmiany uwzględniona została w ramach Rządowego projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw w związku z wprowadzaniem centralnego systemu informacji rynku energii, o numerze druku sejmowego 1209.
365.	Art. 9 – dot. art. 2 pkt 27b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Katowicka Spółdzielnia Mieszkaniowa	<u>Uzasadnienie:</u> Po pierwsze, zmiana ma na celu zwiększenie możliwej mocy instalacji OZE na budynku wielolokalowym do małej instalacji. Nie ma logicznego uzasadnienia to, że prosumenci zbiorowi, którzy są dedykowani dla budynków wielolokalowych mogą zamontować małą instalację, podczas gdy prosumenci	Propozycja wprowadzenia w art. 9 projektu ustawy dalszych zmian w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii zmierzających do zmiany w art. 4c ust. 11, który otrzyma brzmienie:	Uwaga częściowo uwzględniona W zakresie pierwszej proponowanej zmiany mającej na celu zwiększenie możliwej mocy instalacji OZE na budynku wielolokalowym, ograniczenie mocy o wartości 50 kW odnosi się do punktu poboru energii

		lokatorszy, którzy również są dedykowani budynkom wielolokalowym nie mogą tego zrobić. Zapotrzebowanie wszystkich mieszkańców budynku wielolokalowego w obu przypadkach będzie przecież takie samo, jak również będzie zazwyczaj przekraczało możliwości mikroinstalacji. Sieci w miastach są bowiem najlepiej rozwinięte, GPZ-ty mają największe wolne rezerwy, a lokalna produkcja energii w miastach odciąża sieci, ponieważ energia nie musi być dostarczana z oddalonych elektrowni a może być wykorzystana na inne cele, np. przemysłowe czy transportowe. Druga zmiana dotyczy usunięcia „przeważającej funkcji mieszkalnej”, jako nieuzasadnione ograniczenia. W przypadku prosumentów zbiorowych nie ma takiego ograniczenia i przepisy powinny być spójne. Ponadto, zjawiskiem pozytywnym, do którego należy zachęcać, jest to, że budynki wielolokalowe biznesowe (np. biurowce, galerie handlowe) lub administracyjne (np. rządowe, samorządowe) będą samodzielne energetycznie dzięki inwestycjom w OZE, a jednocześnie mają one bardzo przewidywalny profil poboru, który pokrywa się z peakem produkcji energii z fotowoltaiki. Tym samym inwestycje takie w istotny sposób będą stabilizować system energetyczny pod względem cenowym i sieciowym. Trzecia zmiana polega na usunięciu niezrozumiałego zdania o mocy przyłączeniowej całego budynku. W sposób naturalny instalacja nie zostanie przyłączona, jeżeli jej moc przekracza moc przyłączeniową, za co odpowiadają OSD. Jest jednak możliwość, aby taką moc	„11. Na wniosek prosumenta wytwarzającego energię elektryczną w mikroinstalacji lub małej instalacji przyłączonej za układem pomiarowo-rozliczeniowym nieruchomości wspólnej, w rozumieniu art. 3 ust. 2 ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali, kwota środków stanowiąca depozyt prosumencki jest przekazywana na wskazany rachunek bankowy lub rachunek w spółdzielczej kasie oszczędnościowo-kredytowej na koniec danego okresu rozliczeniowego. Przepisów ust. 2 oraz art. 4 ust. 5 i ust. 11 pkt 2 nie stosuje się.”	odbiorcy. Wobec tego, możliwym jest wykorzystanie instalacji o mocy przekraczającej moc mikroinstalacji, jeżeli spełniony zostanie warunek, gdzie udział w mocy instalacji przypadający na jeden PPE nie przekroczy 50 kW. Z tego względu, uwaga nie zostanie uwzględniona. W zakresie drugiej proponowanej zmiany dotyczącej usunięcia „przeważającej funkcji mieszkalnej”, ze względu na założenie, jakim jest dedykowanie formy prosumenta lokatorskiego przede wszystkim spółdzielniom i wspólnotom mieszkaniowym, przepis nie zostanie uwzględniony. W zakresie trzeciej proponowanej zmiany dotyczącej umożliwienia przyłączenia instalacji OZE o mocy przekraczającej moc przyłączeniową budynku na którym się znajduje, należy podkreślić, że wspomniana część przepisu stanowi jedynie doprecyzowanie, jako że instalacja o mocy przekraczającej moc przyłączeniową budynku nie otrzyma pozwolenia na przyłączenie do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej. Wobec tego, propozycja przepisu nie zostanie uwzględniona. W zakresie czwartej proponowanej zmiany dotyczącej zniesienia wymogu umiejscowienia instalacji na budynku, przepis zostanie odpowiednio dostosowany. W zakresie czwartej proponowanej zmiany dotyczącej zastąpieniu słów „części wspólnej” pojęciem

			zwiększyć poprzez dodatkowe inwestycje w moc przyłączeniową. Czwarta zmiana polega na usunięciu nielogicznego ograniczenia dotyczącego wymogu umiejscowienia instalacji na budynku. Uniemożliwia to wykorzystanie powierzchni, które naturalnie nadają się na zamontowanie instalacji OZE, np. dachów garaży i wiat parkingowych. Docierają już głosy niezadowolenia dotyczące tego, że po zachętach rządu, wspólnoty lub spółdzielnie mieszkaniowe zainwestowały w instalacje OZE w ramach programu „Prosument Lokatorski” oraz Grantu OZE, a teraz nie mogą uzyskać statusu prosumenta lokatorskiego tylko dlatego, że np. instalacja znajduje się na wiacie lub garażu. Przepisy takie prowadzą do obniżenia zaufania obywateli do organów władzy publicznej oraz zniechęcają ich do inwestycji w obszarach, gdzie te inwestycje są niezbędne ale wciąż za mało popularne, t.j. w budynkach wielolokalowych i terenach zurbanizowanych. Kolejna zmiana polega na zastąpieniu słów „części wspólnej” pojęciem nieruchomości wspólnej, zdefiniowanym w art. 3 ust. 2 ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali jako „grunt oraz części budynku i urządzenia, które służą wyłącznie do użytku właścicieli lokali”. W naszej ocenie zmiana ta usunie potencjalne wątpliwości co do tego, że mikroinstalacja może również wytwarzać energię na np. potrzeby zewnętrznego oświetlenia osiedlowego, czasami z własnym licznikiem.		nieruchomości wspólnej, przepis zostanie odpowiednio dostosowany.
366.	Art. 9 – dot. art. 2 pkt 27b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Spółdzielnia Energetyczna Helios	Umożliwienie wykorzystania instalacji OZE na budynkach wielolokalowych (blokach) w formule prosumenta wirtualnego		Uwaga nieuwzględniona Propozycja zmiany uwzględniona została w ramach Rządowego projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw w związku z wprowadzaniem

			W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, w art. 2 pkt 27b skreśla się słowa: “która jednocześnie nie jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego,”. Uzasadnienie: Zmiana ma na celu umożliwienie wykorzystania instalacji OZE, zamontowanych na budynkach wielolokalowych, w formule prosumenta wirtualnego. Pojawić się mogą bowiem sytuacje, kiedy dach jednego budynku umożliwia postawienie instalacji większej, aniżeli pobór mieszkańców tego budynku w ramach prosumenta zbiorowego, lokatorskiego lub indywidualnego, a jednocześnie energia ta mogłaby być udostępniona innym budynkom lub podmiotom, których powierzchnia dachowa nie pozwala na zamontowanie instalacji o odpowiedniej mocy.		centralnego systemu informacji rynku energii, o numerze druku sejmowego 1209.
367.	Art. 9 – dot. art. 2 pkt 27b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Unia Spółdzielców Mieszkaniowych w Polsce	<u>Uzasadnienie:</u> Zmiana ma na celu umożliwienie wykorzystania instalacji OZE, zamontowanych na budynkach wielolokalowych, w formule prosumenta wirtualnego. Pojawić się mogą bowiem sytuacje, kiedy dach jednego budynku umożliwia postawienie instalacji większej, aniżeli pobór mieszkańców tego budynku w ramach prosumenta zbiorowego, lokatorskiego lub indywidualnego, a jednocześnie energia ta mogłaby być udostępniona innym budynkom lub podmiotom, których powierzchnia dachowa nie pozwala na zamontowanie instalacji o odpowiedniej mocy.	Zmiana art. 2 ust. 27b Umożliwienie wykorzystania instalacji OZE na budynkach wielolokalowych (blokach) w formule prosumenta wirtualnego W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, w art. 2 pkt 27b skreśla się słowa “która jednocześnie nie jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego.”	Uwaga nieuwzględniona Propozycja zmiany uwzględniona została w ramach Rządowego projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw w związku z wprowadzaniem centralnego systemu informacji rynku energii, o numerze druku sejmowego 1209.

368.	Art. 9 – dot. art. 2 pkt 27b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Tyska Spółdzielnia Mieszkaniowa „OSKARD”	<u>Uzasadnienie:</u> Zmiana ma na celu umożliwienie wykorzystania instalacji OZE, zamontowanych na budynkach wielolokalowych, w formule prosumenta wirtualnego. Pojawić się mogą bowiem sytuacje, kiedy dach jednego budynku umożliwia postawienie instalacji większej, aniżeli pobór mieszkańców tego budynku w ramach prosumenta zbiorowego, lokatorskiego lub indywidualnego, a jednocześnie energia ta mogłaby być udostępniona innym budynkom lub podmiotom, których powierzchnia dachowa nie pozwala na zamontowanie instalacji o odpowiedniej mocy.	Zmiana art. 2 ust. 27b Umożliwienie wykorzystania instalacji OZE na budynkach wielolokalowych (blokach) w formule prosumenta wirtualnego W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, w art. 2 pkt 27b skreśla się słowa “która jednocześnie nie jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego.”	Uwaga nieuwzględniona Propozycja zmiany uwzględniona została w ramach Rządowego projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw w związku z wprowadzaniem centralnego systemu informacji rynku energii, o numerze druku sejmowego 1209.
369.	Art. 9 – dot. art. 2 pkt 27b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Robotnicza Spółdzielnia Mieszkaniowa "Praga"	<u>Uzasadnienie:</u> Zmiana ma na celu umożliwienie wykorzystania instalacji OZE, zamontowanych na budynkach wielolokalowych, w formule prosumenta wirtualnego. Pojawić się mogą bowiem sytuacje, kiedy dach jednego budynku umożliwia postawienie instalacji większej, aniżeli pobór mieszkańców tego budynku w ramach prosumenta zbiorowego, lokatorskiego lub indywidualnego, a jednocześnie energia ta mogłaby być udostępniona innym budynkom lub podmiotom, których powierzchnia dachowa nie pozwala na zamontowanie instalacji o odpowiedniej mocy.	Zmiana art. 2 ust. 27b Umożliwienie wykorzystania instalacji OZE na budynkach wielolokalowych (blokach) w formule prosumenta wirtualnego W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, w art. 2 pkt 27b skreśla się słowa “która jednocześnie nie jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego.”	Uwaga nieuwzględniona Propozycja zmiany uwzględniona została w ramach Rządowego projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw w związku z wprowadzaniem centralnego systemu informacji rynku energii, o numerze druku sejmowego 1209.
370.	Art. 9 – dot. art. 4b ust. 12 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Barbara Brenzel		Nowy zapis art. 4b ust.12 Wprowadzenie do art. 4b ust. 12, który otrzymuje brzmienie: „12. Prosument energii odnawialnej, prosument zbiorowy energii odnawialnej lub prosument wirtualny energii odnawialnej, wytwarzający energię elektryczną w mikroinstalacji i podlegający z tego tytułu rozliczeniom, o	Uwaga uwzględniona Przepis zostanie odpowiednio dostosowany.

				których mowa w art. 4 ust. 1a, może upoważnić w umowie kompleksowej albo w umowie sprzedaży sprzedawcę, o którym mowa w art. 40 ust. 1, do:"	
371.	Art. 9 – dot. art. 4b ust. 12 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Instytut Gospodarki Nieruchomościami	Wprowadzenie do art. 4b ust. 12 otrzymuje brzmienie: „12. Prosument energii odnawialnej, prosument zbiorowy energii odnawialnej lub prosument wirtualny energii odnawialnej, wytwarzający energię elektryczną w mikroinstalacji i podlegający z tego tytułu rozliczeniom, o których mowa w art. 4 ust. 1a, może upoważnić w umowie kompleksowej albo w umowie sprzedaży sprzedawcę, o którym mowa w art. 40 ust. 1, do:" Uzasadnienie: Nie jest uzasadnione, dlaczego prosumenci zbiorowi i wirtualni nie mogą zawrzeć umowy oraz zastosować mechanizmów uniemożliwiających wprowadzanie energii elektrycznej do sieci w sytuacji, gdy ceny energii są ujemne. Prowadzi to do sytuacji, gdzie skazani będą na bezpośrednie straty pomimo tego, że ponieśli nieproporcjonalnie wysokie koszty jako inwestujący w pojedyncze instalacje OZE, produkujące energię na ich potrzeby, często społecznie uzasadnione.		Uwaga uwzględniona Przepis zostanie odpowiednio dostosowany.
372.	Art. 9 – dot. art. 4b ust. 12 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Spółdzielnia Energetyczna Helios	Propozycja: Wprowadzenie do art. 4b ust. 12 otrzymuje brzmienie: „12. Prosument energii odnawialnej, prosument zbiorowy energii odnawialnej lub prosument wirtualny energii odnawialnej, wytwarzający energię elektryczną w mikroinstalacji i podlegający z tego tytułu rozliczeniom, o których mowa w art. 4 ust. 1a, może upoważnić w umowie kompleksowej albo w umowie sprzedaży sprzedawcę, o którym mowa w art. 40 ust. 1, do:" Uzasadnienie: Nie jest uzasadnione, dlaczego prosumenci zbiorowi i wirtualni		Uwaga uwzględniona Przepis zostanie odpowiednio dostosowany.

			nie mogą zawrzeć umowy oraz zastosować mechanizmów uniemożliwiających wprowadzanie energii elektrycznej do sieci w sytuacji, gdy ceny energii są ujemne. Prowadzi to do sytuacji, gdzie skazani będą na bezpośrednie straty pomimo tego, że ponieśli nieproporcjonalnie wysokie koszty jako inwestujący w pojedyncze instalacje OZE, produkujące energię na ich potrzeby, często społecznie uzasadnione.		
373.	Art. 9 – dot. art. 4b ust. 12 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Unia Spółdzielców Mieszkaniowych w Polsce	Uzasadnienie: Nie zostało wyjaśnione, z jakiego powodu prosumenci zbiorowi i wirtualni nie mogą zawierać umów ani wdrażać rozwiązań, które uniemożliwiałyby wprowadzanie wytworzonej energii do sieci, gdy ceny energii przyjmują wartość ujemną. W konsekwencji zostają oni zmuszeni do ponoszenia strat, pomimo że ponieśli wysokie, często nieproporcjonalne koszty z tytułu inwestycji w niewielkie instalacje OZE, zaspokajające ich własne potrzeby – nierzadko w istotnym, społecznym celu.	Wprowadzenie do art. 4b ust. 12 Wprowadzenie do art. 4b ust. 12, który otrzymuje brzmienie: „12. Prosument energii odnawialnej, prosument zbiorowy energii odnawialnej lub prosument wirtualny energii odnawialnej, wytwarzający energię elektryczną w mikroinstalacji i podlegający z tego tytułu rozliczeniom, o których mowa w art. 4 ust. 1a, może upoważnić w umowie kompleksowej albo w umowie sprzedaży sprzedawcę, o którym mowa w art. 40 ust. 1, do:”	Uwaga uwzględniona Przepis zostanie odpowiednio dostosowany.
374.	Art. 9 – dot. art. 4b ust. 12 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Katowicka Spółdzielnia Mieszkaniowa	Uzasadnienie: Nie jest uzasadnione, dlaczego prosumenci zbiorowi i wirtualni nie mogą zawrzeć umowy oraz zastosować mechanizmów uniemożliwiających wprowadzanie energii elektrycznej do sieci w sytuacji, gdy ceny energii są ujemne. Prowadzi to do sytuacji, gdzie skazani będą na bezpośrednie straty pomimo tego, że ponieśli nieproporcjonalnie wysokie koszty jako inwestujący w pojedyncze instalacje OZE, produkujące energię na ich potrzeby, często społecznie uzasadnione.	Propozycja wprowadzenia w art. 9 projektu ustawy dalszych zmian w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii zmierzających do zmiany do art. 4b ust. 12, który otrzymuje brzmienie: „12. Prosument energii odnawialnej, prosument zbiorowy energii odnawialnej lub prosument wirtualny energii odnawialnej, wytwarzający energię elektryczną w mikroinstalacji i podlegający z tego tytułu rozliczeniom, o których mowa w art. 4 ust. 1a, może upoważnić w umowie kompleksowej albo w umowie sprzedaży sprzedawcę, o którym mowa w art. 40 ust. 1, do:	Uwaga uwzględniona Przepis zostanie odpowiednio dostosowany.

				1)wyłączania tej mikroinstalacji lub ograniczania ilości wytwarzanej energii elektrycznej w tej mikroinstalacji, tak by nie następowało wprowadzanie tej energii do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej w okresie, gdy cena energii elektrycznej, o której mowa w ust. 4, jest ujemna, oraz 2) zainstalowania, utrzymywania w sprawności oraz użytkowania urządzeń sterujących tą mikroinstalacją w celu, o którym mowa w pkt 1.”	
375.	Art. 9 – dot. art. 4b ust. 12 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Tyska Spółdzielnia Mieszkaniowa „OSKARD”	Uzasadnienie: Nie zostało wyjaśnione, z jakiego powodu prosumenci zbiorowi i wirtualni nie mogą zawierać umów ani wdrażać rozwiązań, które uniemożliwiałyby wprowadzanie wytworzonej energii do sieci, gdy ceny energii przyjmują wartość ujemną. W konsekwencji zostają oni zmuszeni do ponoszenia strat, pomimo że ponieśli wysokie, często nieproporcjonalne koszty z tytułu inwestycji w niewielkie instalacje OZE, zaspokajające ich własne potrzeby – nierzadko w istotnym, społecznym celu.	Wprowadzenie do art. 4b ust. 12 Wprowadzenie do art. 4b ust. 12, który otrzymuje brzmienie: „12. Prosument energii odnawialnej, prosument zbiorowy energii odnawialnej lub prosument wirtualny energii odnawialnej, wytwarzający energię elektryczną w mikroinstalacji i podlegający z tego tytułu rozliczeniom, o których mowa w art. 4 ust. 1a, może upoważnić w umowie kompleksowej albo w umowie sprzedaży sprzedawcę, o którym mowa w art. 40 ust. 1, do:”	Uwaga uwzględniona Przepis zostanie odpowiednio dostosowany.
376.	Art. 9 – dot. art. 4b ust. 12 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Robotnicza Spółdzielnia Mieszkaniowa "Praga"	Uzasadnienie: Nie zostało wyjaśnione, z jakiego powodu prosumenci zbiorowi i wirtualni nie mogą zawierać umów ani wdrażać rozwiązań, które uniemożliwiałyby wprowadzanie wytworzonej energii do sieci, gdy ceny energii przyjmują wartość ujemną. W konsekwencji zostają oni zmuszeni do ponoszenia strat, pomimo że ponieśli wysokie, często nieproporcjonalne koszty z tytułu inwestycji w niewielkie instalacje OZE, zaspokajające ich własne potrzeby – nierzadko w istotnym, społecznym celu.	Wprowadzenie do art. 4b ust. 12 Wprowadzenie do art. 4b ust. 12, który otrzymuje brzmienie: „12. Prosument energii odnawialnej, prosument zbiorowy energii odnawialnej lub prosument wirtualny energii odnawialnej, wytwarzający energię elektryczną w mikroinstalacji i podlegający z tego tytułu rozliczeniom, o których mowa w art. 4 ust. 1a, może upoważnić w umowie kompleksowej albo w umowie sprzedaży sprzedawcę, o którym mowa w art. 40 ust. 1, do:”	Uwaga uwzględniona Przepis zostanie odpowiednio dostosowany.
377.	Art. 9 – dot. art. 4b ust. 12	Spółdzielnia Mieszkaniowa	Uzasadnienie: Nie są uzasadnione powody dla, których prosumenci zbiorowi i	Propozycja: art. 4b ust. 12 otrzymuje brzmienie:	Uwaga uwzględniona

	ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Wrocław-Południe	wirtualni nie mogą zawrzeć umowy oraz zastosować mechanizmów uniemożliwiających wprowadzanie energii elektrycznej do sieci w sytuacji, gdy ceny energii są ujemne. Mamy tu do czynienia z sytuacją, gdzie prosumenci skazani będą na bezpośrednie straty a przecież ponieśli wysokie koszty na budowę instalacje OZE, która produkuje energię na ich potrzeby.	„12. Prosument energii odnawialnej, prosument zbiorowy energii odnawialnej lub prosument wirtualny energii odnawialnej, wytwarzający energię elektryczną w mikroinstalacji i podlegający z tego tytułu rozliczeniom, o których mowa w art. 4 ust. 1a, może upoważnić w umowie kompleksowej albo w umowie sprzedaży sprzedawcę, o którym mowa w art. 40 ust. 1, do:”	Przepis zostanie odpowiednio dostosowany.
378.	Art. 9 – dot. art. 4b ust. 12 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Krajowa Rada Spółdzielcza	Uzasadnienie: Nie zostało wyjaśnione, z jakiego powodu prosumenci zbiorowi i wirtualni nie mogą zawierać umów ani wdrażać rozwiązań, które uniemożliwiłyby wprowadzanie wytworzonej energii do sieci, gdy ceny energii przyjmują wartość ujemną. W konsekwencji zostają oni zmuszeni do ponoszenia strat, pomimo że ponieśli wysokie, często nieproporcjonalne koszty z tytułu inwestycji w niewielkie instalacje OZE, zaspokajające ich własne potrzeby – nierzadko w istotnym, społecznym celu.	Wprowadzenie do art. 4b ust. 12 Wprowadzenie do art. 4b ust. 12, który otrzymuje brzmienie: „12. Prosument energii odnawialnej, prosument zbiorowy energii odnawialnej lub prosument wirtualny energii odnawialnej, wytwarzający energię elektryczną w mikroinstalacji i podlegający z tego tytułu rozliczeniom, o których mowa w art. 4 ust. 1a, może upoważnić w umowie kompleksowej albo w umowie sprzedaży sprzedawcę, o którym mowa w art. 40 ust. 1, do:”	Uwaga uwzględniona Przepis zostanie odpowiednio dostosowany.
379.	Art. 9 – dot. art. 4b ust. 12 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Regionalny Związek Rewizyjny Spółdzielczości Mieszkaniowej w Katowicach	Uzasadnienie: Nie jest uzasadnione, dlaczego prosumenci zbiorowi i wirtualni nie mogą zawrzeć umowy oraz zastosować mechanizmów uniemożliwiających wprowadzanie energii elektrycznej do sieci w sytuacji, gdy ceny energii są ujemne. Prowadzi to do sytuacji, gdzie skazani będą na bezpośrednie straty pomimo tego, że ponieśli nieproporcjonalnie wysokie koszty jako inwestujący w pojedyncze instalacje OZE, produkujące energię na ich potrzeby, często społecznie uzasadnione.	Wprowadzenie do art. 4b ust. 12 otrzymuje brzmienie: „12. Prosument energii odnawialnej, prosument zbiorowy energii odnawialnej lub prosument wirtualny energii odnawialnej, wytwarzający energię elektryczną w mikroinstalacji i podlegający z tego tytułu rozliczeniom, o których mowa w art. 4 ust. 1a, może upoważnić w umowie kompleksowej albo w umowie sprzedaży sprzedawcę, o którym mowa w art. 40 ust. 1, do:”	Uwaga uwzględniona Przepis zostanie odpowiednio dostosowany.
380.	Art. 9 – dot. art. 4c ust. 11 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o	Barbara Brenzel		Zmiana art. 4c ust. 11 Art. 4c ust. 11. Otrzymuje brzmienie: „11. Na wniosek prosumenta energii odnawialnej wytwarzającego energię elektryczną w	Uwaga częściowo uwzględniona W zakresie pierwszej proponowanej zmiany mającej na celu zwiększenie

	odnawialnych źródłach energii			mikroinstalacji lub małej instalacji przyłączonej za układem pomiarowo-rozliczeniowym nieruchomości wspólnej, w rozumieniu art. 3 ust 2 ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali kwota środków stanowiąca depozyt prosumencki jest przekazywana na wskazany rachunek bankowy lub rachunek w spółdzielczej kasie oszczędnościowo-kredytowej na koniec danego okresu rozliczeniowego. Przepisów ust. 2 oraz art. 4 ust. 5 i ust. 11 pkt 2 nie stosuje się.”	możliwej mocy instalacji OZE na budynku wielolokalowym, ograniczenie mocy o wartości 50 kW odnosi się do punktu poboru energii odbiorcy. Wobec tego, możliwym jest wykorzystanie instalacji o mocy przekraczającej moc mikroinstalacji, jeżeli spełniony zostanie warunek, gdzie udział w mocy instalacji przypadający na jeden PPE nie przekroczy 50 kW. Z tego względu, uwaga nie zostanie uwzględniona. W zakresie drugiej proponowanej zmiany dotyczącej usunięcia „przeważającej funkcji mieszkalnej”, ze względu na założenie, jakim jest dedykowanie formy prosumenta lokatorskiego przede wszystkim spółdzielniom i wspólnotom mieszkaniowym, przepis nie zostanie uwzględniony. W zakresie trzeciej proponowanej zmiany dotyczącej umożliwienia przyłączenia instalacji OZE o mocy przekraczającej moc przyłączeniową budynku na którym się znajduje, należy podkreślić, że wspomniana część przepisu stanowi jedynie doprecyzowanie, jako że instalacja o mocy przekraczającej moc przyłączeniową budynku nie otrzyma pozwolenia na przyłączenie do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej. Wobec tego, propozycja przepisu nie zostanie uwzględniona. W zakresie czwartej proponowanej zmiany dotyczącej zniesienia wymogu umiejscowienia instalacji na budynku, przepis zostanie odpowiednio dostosowany.

					W zakresie piątej proponowanej zmiany dotyczącej zastąpieniu słów „części wspólnej” pojęciem nieruchomości wspólnej, przepis zostanie odpowiednio dostosowany.
381.	Art. 9 – dot. art. 4c ust. 11 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Krajowa Spółdzielcza Rada	Uzasadnienie: Po pierwsze, zmiana ma na celu zwiększenie możliwej mocy instalacji OZE w budynku wielolokalowym do poziomu, jaki przysługuje tzw. małej instalacji. Obecnie brak rozsądnego uzasadnienia dla sytuacji, w której prosumenci zbiorowi, którzy są dedykowani dla budynków wielolokalowych mogą zamontować małą instalację, natomiast prosumenci lokatorscy, którzy również są dedykowani budynkom wielolokalowym nie mogą tego zrobić. Zapotrzebowanie wszystkich mieszkańców budynku wielolokalowego w obu przypadkach będzie przecież takie samo i zazwyczaj przekraczało możliwości mikroinstalacji. Dodatkowo trzeba zauważyć, że przy istniejących problemach sieciowych to właśnie zabudowa wielolokalowa i tereny zurbanizowane są obszarem (obok np. ciepłownictwa), gdzie należy wspierać zieloną transformację energetyczną, nie przeciążając sieci, a wręcz ją odciążając. Miejskie sieci energetyczne są bowiem najlepiej rozwinięte i dysponują największymi rezerwami w GPZ-tach, a lokalna produkcja energii w miastach odciąża sieci, ponieważ energia nie musi być dostarczana z oddalonych elektrowni a może być wykorzystana tam, gdzie jest najbardziej potrzebna (np. w przemyśle lub transporcie). Druga zmiana przewiduje rezygnację z zapisu o „przeważającej funkcji	Zmiana art. 4c ust. 11 Art. 4c ust. 11. Otrzymuje brzmienie: „11. Na wniosek prosumenta energii odnawialnej wytwarzającego energię elektryczną w mikroinstalacji lub małej instalacji przyłączonej za układem pomiarowo- rozliczeniowym nieruchomości wspólnej, w rozumieniu art. 3 ust 2 ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali kwota środków stanowiąca depozyt prosumencki jest przekazywana na wskazany rachunek bankowy lub rachunek w spółdzielczej kasie oszczędnościowo-kredytowej na koniec danego okresu rozliczeniowego. Przepisów ust. 2 oraz art. 4 ust. 5 i ust. 11 pkt 2 nie stosuje się.”	Uwaga częściowo uwzględniona W zakresie pierwszej proponowanej zmiany mającej na celu zwiększenie możliwej mocy instalacji OZE na budynku wielolokalowym, ograniczenie mocy o wartości 50 kW odnosi się do punktu poboru energii odbiorcy. Wobec tego, możliwym jest wykorzystanie instalacji o mocy przekraczającej moc mikroinstalacji, jeżeli spełniony zostanie warunek, gdzie udział w mocy instalacji przypadający na jeden PPE nie przekroczy 50 kW. Z tego względu, uwaga nie zostanie uwzględniona. W zakresie drugiej proponowanej zmiany dotyczącej usunięcia „przeważającej funkcji mieszkalnej”, ze względu na założenie, jakim jest dedykowanie formy prosumenta lokatorskiego przede wszystkim spółdzielniom i wspólnotom mieszkaniowym, przepis nie zostanie uwzględniony. W zakresie trzeciej proponowanej zmiany dotyczącej umożliwienia przyłączenia instalacji OZE o mocy przekraczającej moc przyłączeniową budynku na którym się znajduje, należy podkreślić, że wspomniana część przepisu stanowi jedynie doprecyzowanie, jako że instalacja o mocy przekraczającej moc przyłączeniową budynku nie otrzyma

		mieszkalnej”, który jest nieuzasadnionym ograniczeniem. W przypadku prosumentów zbiorowych nie ma takiego ograniczenia, więc przepisy powinny być spójne. Ponadto, zjawiskiem pozytywnym, do którego należy zachęcać, jest to, że dzięki inwestycjom w OZE budynki wielolokalowe biznesowe (np. biurowce, galerie handlowe) lub administracyjne (np. rządowe, samorządowe) będą samodzielne energetycznie., a jednocześnie mają one bardzo przewidywalny profil poboru, który pokrywa się z pikiem produkcji energii z fotowoltaiki. Takie przedsięwzięcia w znacznym stopniu stabilizują system energetyczny zarówno pod względem kosztów, jak i obciążenia sieci. Trzecia zmiana polega na usunięciu niezrozumiałego zapisu, dotyczącego mocy przyłączeniowej całego budynku. Zasadniczo instalacja nie zostanie przyłączona, jeśli jej moc przekracza moc przyłączeniową, co jest weryfikowane przez operatora sieci dystrybucyjnej (OSD). Jest jednak możliwość, aby taką moc zwiększyć poprzez dodatkowe inwestycje w moc przyłączeniową. Czwarta zmiana usuwa nielogiczny wymóg, by instalację OZE lokować jedynie bezpośrednio na budynku. Uniemożliwia to wykorzystanie powierzchni, które naturalnie nadają się na zamontowanie instalacji OZE, np. dachów garaży i wiat parkingowych. Pojawiają się głosy niezadowolenia dotyczące tego, że po zachętach rządu, wspólnoty lub spółdzielnie mieszkaniowe zainwestowały w instalacje OZE w ramach programu „Prosument Lokatorski” oraz Grantu OZE, a teraz nie mogą uzyskać statusu prosumenta lokatorskiego tylko dlatego, że np.	pozwolenia na przyłączenie do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej. Wobec tego, propozycja przepisu nie zostanie uwzględniona. W zakresie czwartej proponowanej zmiany dotyczącej zniesienia wymogu umiejscowienia instalacji na budynku, przepis zostanie odpowiednio dostosowany. W zakresie piątej proponowanej zmiany dotyczącej zastąpieniu słów „części wspólnej” pojęciem nieruchomości wspólnej, przepis zostanie odpowiednio dostosowany.

			instalacja znajduje się na innej, ale równie funkcjonalnej powierzchni. Taka regulacja podważa zaufanie obywateli do władz publicznych i niepotrzebnie zniechęca do inwestycji w obszarze budynków wielorodzinnych i terenów zurbanizowanych, gdzie wdrożenie OZE jest nie tylko potrzebne, ale też wciąż zbyt mało popularne. Piąta zmiana proponuje używanie bardziej precyzyjnego pojęcia „nieruchomość wspólna” zamiast „część wspólna”. „Nieruchomość wspólna” jest zdefiniowana w art. 3 ust. 2 ustawy o własności lokali z 24 czerwca 1994 r. jako „grunt oraz części budynku i urządzenia, które nie służą wyłącznie do użytku właścicieli lokali”. Dzięki temu zlikwidowane zostaną wątpliwości co do sytuacji, w której mikroinstalacja miałaby również produkować energię np. na rzecz zewnętrznego oświetlenia osiedlowego, posiadającego często własny licznik i wpływającego na bezpieczeństwo mieszkańców.		
382.	Art. 9 – dot. art. 4c ust. 11 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Spółdzielnia Energetyczna Helios	Propozycja: art. 4c ust. 11. Otrzymuje brzmienie: „11. Na wniosek prosumenta energii odnawialnej wytwarzającego energię elektryczną w mikroinstalacji lub małej instalacji przyłączonej za układem pomiarowo-rozliczeniowym nieruchomości wspólnej, w rozumieniu art. 3 ust. 2 ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali części wspólnej budynku wielolokalowego, w tym jego części wspólnej i części składającej się z indywidualnych lokali, kwota środków stanowiąca depozyt prosumencki jest przekazywana na wskazany rachunek bankowy lub rachunek w spółdzielczej kasie oszczędnościowo-kredytowej na koniec danego okresu		Uwaga częściowo uwzględniona W zakresie pierwszej proponowanej zmiany mającej na celu zwiększenie możliwej mocy instalacji OZE na budynku wielolokalowym, ograniczenie mocy o wartości 50 kW odnosi się do punktu poboru energii odbiorcy. Wobec tego, możliwym jest wykorzystanie instalacji o mocy przekraczającej moc mikroinstalacji, jeżeli spełniony zostanie warunek, gdzie udział w mocy instalacji przypadający na jeden PPE nie przekroczy 50 kW. Z tego względu, uwaga nie zostanie uwzględniona.

		rozliczeniowego. Przepisów ust. 2 oraz art. 4 ust. 5 i ust. 11 pkt 2 nie stosuje się.” Treść uwagi Uzasadnienie: Akty prawne i przepisy wykonawcze ograniczają w dużej mierze rozwój związany z pozyskiwaniem energii z OZE na terenach miejskich. Polska w chwili obecnej ma najwyższe ceny energii w Europie, co czyni nasz kraj niekonkurencyjny w stosunku do innych europejskich gospodarek. Jest to bulwersujące i niezrozumiałe dla wielu milionów Polaków zamieszkujących tereny miejskie. W najbliższym okresie czasu nastąpi nieuniknione odmrożenie cen energii dla indywidualnych gospodarstw domowych w taryfie G oraz dla MŚP w taryfie C. Zaskutkuje to niewątpliwie kolejnymi drastycznymi podwyżkami cen energii elektrycznej w tych taryfach, doprowadzając do wzrostu ubóstwa energetycznego wielu Polaków jak i również do tysięcy kolejnych zamykanych małych i średnich polskich firm. W chwili obecnej coraz większa ilość mieszkańców budynków wielolokalowych w tbs, spółdzielniach i wspólnotach mieszkaniowych zaczyna zalegać z opłatami eksploatacyjnymi, remontowymi i bieżącymi związanymi z utrzymaniem części wspólnych budynków. Powodem są przede wszystkim gigantyczne wzrosty cen energii cieplnej i elektrycznej, które w strukturze utrzymania każdego budynku wielolokalowego są najwyższymi kosztami. Ograniczenie rozwoju OZE na terenach miejskich budzi olbrzymie emocje społeczne mieszkańców obszarów miejskich i jest wbrew konstytucyjnemu prawu równości wszystkich mieszkańców naszego kraju oraz w związku z tym podlega możliwości zaskarżenia na szczeblu najwyższych organów krajowym i unijnym.	W zakresie drugiej proponowanej zmiany dotyczącej usunięcia „przeważającej funkcji mieszkalnej”, ze względu na założenie, jakim jest dedykowanie formy prosumenta lokatorskiego przede wszystkim spółdzielniom i wspólnotom mieszkaniowym, przepis nie zostanie uwzględniony. W zakresie trzeciej proponowanej zmiany dotyczącej umożliwienia przyłączenia instalacji OZE o mocy przekraczającej moc przyłączeniową budynku na którym się znajduje, należy podkreślić, że wspomniana część przepisu stanowi jedynie doprecyzowanie, jako że instalacja o mocy przekraczającej moc przyłączeniową budynku nie otrzyma pozwolenia na przyłączenie do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej. Wobec tego, propozycja przepisu nie zostanie uwzględniona. W zakresie czwartej proponowanej zmiany dotyczącej zniesienia wymogu umiejscowienia instalacji na budynku, przepis zostanie odpowiednio dostosowany. W zakresie piątej proponowanej zmiany dotyczącej zastąpieniu słów „części wspólnej” pojęciem nieruchomości wspólnej, przepis zostanie odpowiednio dostosowany. W kontekście propozycji przepisu dotyczącego umożliwienia działalności spółdzielni energetycznych w gminach miejskich, przepis taki znajduje się już w niniejszym projekcie ustawy.

			Podmiotami zainteresowanymi tworzeniem spółdzielni energetycznych na terenach miejskich są przede wszystkim spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe, a także TBS-y. Podmioty te poprzez tworzenie spółdzielni energetycznych mogłyby zmniejszać koszty energii elektrycznej i ciepłej, zmniejszać emisję CO₂, wykorzystać w sposób racjonalny środki unijne i krajowe na lata 2021-2027 na transformację energetyczną. Powierzchnie wspólne, takie jak dachy czy elewacje, często nie są wykorzystywane, a mogłyby się przyczynić do obniżenia rachunków mieszkańców lub być dodatkowym przychodem dla budynku na którym umiejscowione byłyby panele PV. Spółdzielnie energetyczne na terenach miejskich umożliwiłyby współpracę między mieszkańcami budynków o różnej charakterystyce. Przykładowo, niskie budynki mieszkalne często dysponują dużą powierzchnią dachową, na której można by zamontować panele fotowoltaiczne. Wytworzona energia byłaby jednak większa niż zapotrzebowanie w częściach wspólnych. W związku z tym, nadwyżki mogłyby trafiać do wyższych bloków innych odbiorców zrzeszonych w spółdzielni energetycznej, gdzie zużycie jest duże, a powierzchnia dostępna na dachu – zbyt mała, by zamontować wystarczającą liczbę paneli PV. Zaletami spółdzielni energetycznej jest to, że nie musi ona posiadać koncesji na obrót i wytwarzanie energii elektrycznej, korzysta z systemu opustów i nie płaci za dystrybucję energii. To umożliwia obniżenie kosztów energii dla mieszkańców. Na terenach miejskich także mamy do czynienia z ubóstwem energetycznym, nie jest to tylko problem wsi jak sugeruje Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi. Postawa		W kontekście propozycji przepisu dotyczącego zwiększenia dopuszczalnej mocy zainstalowanej instalacji OZE należących do spółdzielni energetycznej, obecnie nie przewiduje się zmian w tym zakresie. Proszę jednocześnie mieć na uwadze, że na obszarze jednej gminy może powstać więcej niż jedna spółdzielnia energetyczna. Jednocześnie, minimalny poziom autokonsumpcji spółdzielni energetycznej określony na poziomie 70% w zakresie roku ma na celu zapewnienie, że spółdzielnie energetyczne stanowiąc będą prawie w całości samowystarczalne kooperatywy opierające się o odpowiednio dopasowane do danej spółdzielni instalacje OZE oraz magazyny energii. Z tego względu, nie przewiduje się zniesienia powyższego wymogu.

		Ministerstwa Rolnictwa i Rozwoju Wsi (zawarta w ogólnodostępnym piśmie z dn. 03.01.2025 r. znak sprawy: BM.wlo.0220.276.2024 dot.: KRM-0610-138-24) w kontekście tworzenia spółdzielni energetycznych na terenach miejskich jest naszym zdaniem oraz zdaniem milionów Polaków jak i również samych zarządców nieruchomości bulwersująca i nie do zaakceptowania. Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi nie ma prawa blokowania rozwoju spółdzielczości energetycznej na terenach miejskich, tworząc w ten sposób jedynie korzystne monopole i przywileje dla mieszkańców terenów wiejskich. Jest to wbrew dyrektywom unijnym namawiającym w swoich zapisach do tworzenia obywatelskich społeczności energetycznych. Jest to również, a może przede wszystkim wbrew zapisom Konstytucji RP, która stanowi, że wszyscy są wobec prawa równi. Wszyscy mają prawo do równego traktowania przez władze publiczne. Nikt nie może być dyskryminowany w życiu politycznym, społecznym lub gospodarczym z jakiegokolwiek przyczyny. Ceny energii są zamrożone tylko do lipca br., więc TBS-y, spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe powinny mieć jak najszybciej możliwość inwestować w rozwiązania, które obniżą rachunki mieszkańców terenów miejskich eliminując w ten sposób lub ograniczając ubóstwo energetyczne naszego społeczeństwa. Taki model dywersyfikacji energii na szczeblu lokalnym wpływa również na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju. Stąd też powstaje konieczność umożliwienia tworzenia spółdzielni energetycznych na terenach miejskich. Istniejące zawężenie podmiotowe jest także sprzeczne z ustawą o swobodzie działalności gospodarczej z dn.	

		02.07.2004 r. Zaproponowane przez nas zmiany wychodzą naprzeciwko możliwości tworzenia spółdzielni energetycznych na terenach miejskich przez zainteresowane gminy, spółdzielnie mieszkaniowe, wspólnoty mieszkaniowe, TBS'y oraz SIM'y, przyczyniając się w ten sposób do znaczącego obniżenia kosztów energii elektrycznej i ciepłej mieszkańców własnych budynków wielolokalowych. Zniesione winny zostać ograniczenia lokalizacyjne w celu umożliwienia prowadzenia działalności spółdzielni energetycznych na większym obszarze tzn. przynajmniej obszarze funkcjonowania danego Operatora Systemu Dystrybucji (OSD). Ograniczenie działalności spółdzielni energetycznych do obszaru nie więcej niż 3 gmin wiejskich lub miejsko-wiejskich jest zbędne, szkodliwe i całkowicie nieracjonalne z wielu powodów. Niezasadne ekonomicznie oraz całkowicie nieracjonalne jest ograniczanie i odgórne narzucanie odgórnego kryterium związanego z pokryciem w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków. Jest niemożliwe ekonomicznie i technicznie, aby w krótkim okresie czasu członkowie spółdzielni energetycznej zainstalowali tak dużą ilość instalacji PV na częściach wspólnych budynków, aby łączna moc zainstalowanych wszystkich instalacji OZE pokryła w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków. Propozycja wykreślenia tego zapisu. Ponadto proponujemy również zwiększenie łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii aby nie przekracza 50 MW. W chwili obecnej jest to 10 MW i taka ilość zainstalowanej energii czyni spółdzielnie		

			energetyczną mało efektywną i elastyczną pod kątem bilansowania tej energii dla swoich członków. Uzasadnienie: Po pierwsze, zmiana ma na celu zwiększenie możliwej mocy instalacji OZE na budynku wielolokalowym do małej instalacji. Nie ma logicznego uzasadnienia to, że prosumenci zbiorowi, którzy są dedykowani dla budynków wielolokalowych mogą zamontować małą instalację, podczas gdy prosumenci lokatorscy, którzy również są dedykowani budynkom wielolokalowym nie mogą tego zrobić. Zapotrzebowanie wszystkich mieszkańców budynku wielolokalowego w obu przypadkach będzie przecież takie samo, jak również będzie zazwyczaj przekraczało możliwości mikroinstalacji. Ponadto, należy zauważyć, że przy istniejących problemach sieciowych to właśnie zabudowa wielolokalowa i tereny zurbanizowane są obszarem (obok np. ciepłownictwa), gdzie można zazielenić energetykę bez obciążania, a nawet z odciążeniem sieci. Sieci w miastach są bowiem najlepiej rozwinięte, GPZ-ty mają największe wolne rezerwy, a lokalna produkcja energii w miastach odciąża sieci, ponieważ energia nie musi być dostarczana z oddalonych elektrowni a może być wykorzystana na inne cele, np. przemysłowe czy transportowe. Druga zmiana dotyczy usunięcia „przeważającej funkcji mieszkalnej”, jako nieuzasadnione ograniczenia. W przypadku prosumentów zbiorowych nie ma takiego ograniczenia i przepisy powinny być spójne. Ponadto, zjawiskiem pozytywnym, do którego należy zachęcać, jest to, że budynki wielolokalowe biznesowe (np. biurowce, galerie handlowe) lub administracyjne (np. rządowe, samorządowe) będą samodzielne	

			energetycznie dzięki inwestycjom w OZE, a jednocześnie mają one bardzo przewidywalny profil poboru, który pokrywa się z peakem produkcji energii z fotowoltaiki. Tym samym inwestycje takie w istotny sposób będą stabilizować system energetyczny pod względem cenowym i sieciowym. Trzecia zmiana polega na usunięciu niezrozumiałego zdania o mocy przyłączeniowej całego budynku. W sposób naturalny instalacja nie zostanie przyłączona, jeżeli jej moc przekracza moc przyłączeniową, za co odpowiadają OSD. Jest jednak możliwość, aby taką moc zwiększyć poprzez dodatkowe inwestycje w moc przyłączeniową. Czwarta zmiana polega na usunięciu nielogicznego ograniczenia dotyczącego wymogu umiejscowienia instalacji na budynku. Uniemożliwia to wykorzystanie powierzchni, które naturalnie nadają się na zamontowanie instalacji OZE, np. dachów garaży i wiat parkingowych. Docierają już głosy niezadowolenia dotyczące tego, że po zachętach rządu, wspólnoty lub spółdzielnie mieszkaniowe zainwestowały w instalacje OZE w ramach programu „Prosument Lokatorski” oraz Grantu OZE, a teraz nie mogą uzyskać statusu prosumenta lokatorskiego tylko dlatego, że np. instalacja znajduje się na wiacie lub garażu. Przepisy takie prowadzą do obniżenia zaufania obywateli do organów władzy publicznej oraz zniechęcają ich do inwestycji w obszarach, gdzie te inwestycje są niezbędne ale wciąż za mało popularne, tj.i.e. w budynkach wielolokalowych i terenach zurbanizowanych.		

			Piąta zmiana polega na zastąpieniu pojęcia „części wspólnej” lepiej zdefiniowanym pojęciem „nieruchomości wspólnej”. Zdefiniowane jest ono w art. 3 ust. 2 ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali jako „grunt oraz części budynku i urządzenia, które nie służą wyłącznie do użytku właścicieli lokali”. Usunie to również potencjalne wątpliwości co do tego, że mikroinstalacja może również wytwarzać energię na, np. potrzeby zewnętrznego oświetlenia osiedlowego, czasami z własnym licznikiem, które ma zapewnić bezpieczeństwo mieszkańcom.		
383.	Art. 9 – dot. art. 4c ust. 11 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Spółdzielnia Mieszkaniowa Wrocław-Południe	Uzasadnienie: Po pierwsze, zmiana ma na celu zwiększenie możliwej mocy instalacji OZE na budynku wielolokalowym dla małej instalacji. Nie ma logicznego uzasadnienia to, że prosumenci zbiorowi, którzy są dedykowani dla budynków wielolokalowych mogą zamontować małą instalację, podczas gdy prosumenci lokatorscy, którzy również są dedykowani budynkom wielolokalowym nie mogą tego zrobić. Zapotrzebowanie wszystkich mieszkańców budynku wielolokalowego w obu przypadkach będzie przecież takie same. Po drugie, zmiana dotyczy usunięcia „przeważającej funkcji mieszkalnej”, jako nieuzasadnionego ograniczenia. W przypadku prosumentów zbiorowych nie ma takiego ograniczenia i przepisy powinny być spójne. Po trzecie, zmiana polega na usunięciu niezrozumiałego zdania o mocy przyłączeniowej całego budynku. W sposób naturalny instalacja nie zostanie przyłączona, jeżeli jej moc przekracza moc przyłączeniową, za co odpowiadają OSD. Jest jednak możliwość, aby taką moc zwiększyć poprzez dodatkowe inwestycje w moc przyłączeniową.	Propozycja: art. 4c ust. 11. otrzymuje brzmienie: „11. Na wniosek prosumenta energii odnawialnej wytwarzającego energię elektryczną w mikroinstalacji lub małej instalacji przyłączonej za układem pomiarowo-rozliczeniowym nieruchomości wspólnej, w rozumieniu art. 3 ust. 2 ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali, kwota środków stanowiąca depozyt prosumencki jest przekazywana na wskazany rachunek bankowy lub rachunek w spółdzielczej kasie oszczędnościowo-kredytowej na koniec danego okresu rozliczeniowego. Przepisów ust. 2 oraz art. 4 ust. 5 i ust. 11 pkt 2 nie stosuje się.”	Uwaga częściowo uwzględniona W zakresie pierwszej proponowanej zmiany mającej na celu zwiększenie możliwej mocy instalacji OZE na budynku wielolokalowym, ograniczenie mocy o wartości 50 kW odnosi się do punktu poboru energii odbiorcy. Wobec tego, możliwym jest wykorzystanie instalacji o mocy przekraczającej moc mikroinstalacji, jeżeli spełniony zostanie warunek, gdzie udział w mocy instalacji przypadający na jeden PPE nie przekroczy 50 kW. Z tego względu, uwaga nie zostanie uwzględniona. W zakresie drugiej proponowanej zmiany dotyczącej usunięcia „przeważającej funkcji mieszkalnej”, ze względu na założenie, jakim jest dedykowanie formy prosumenta lokatorskiego przede wszystkim spółdzielniom i wspólnotom mieszkaniowym, przepis nie zostanie uwzględniony. W zakresie trzeciej proponowanej zmiany dotyczącej umożliwienia

			Po czwarte, zmiana polega na usunięciu nielogicznego ograniczenia dotyczącego wymogu umiejscowienia instalacji na budynku. Uniemożliwia to wykorzystanie powierzchni, które naturalnie nadają się na zamontowanie instalacji OZE, np. dachów garaży i wiat parkingowych. Po piąte, zmiana polega na zastąpieniu pojęcia „części wspólnej” precyzyjniej zdefiniowanym pojęciem „nieruchomości wspólnej”. Zdefiniowane jest ono w art. 3 ust. 2 ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali jako „grunt oraz części budynku i urządzenia, które nie służą wyłącznie do użytku właścicieli lokali”.		przyłączenia instalacji OZE o mocy przekraczającej moc przyłączeniową budynku na którym się znajduje, należy podkreślić, że wspomniana część przepisu stanowi jedynie doprecyzowanie, jako że instalacja o mocy przekraczającej moc przyłączeniową budynku nie otrzyma pozwolenia na przyłączenie do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej. Wobec tego, propozycja przepisu nie zostanie uwzględniona. W zakresie czwartej proponowanej zmiany dotyczącej zniesienia wymogu umiejscowienia instalacji na budynku, przepis zostanie odpowiednio dostosowany. W zakresie piątej proponowanej zmiany dotyczącej zastąpieniu słów „części wspólnej” pojęciem nieruchomości wspólnej, przepis zostanie odpowiednio dostosowany.
384.	Art. 9 – dot. art. 4c ust. 11 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Katowicka Spółdzielnia Mieszkaniowa	Uzasadnienie: Po pierwsze, zmiana ma na celu zwiększenie możliwej mocy instalacji OZE na budynku wielolokalowym do małej instalacji. Nie ma logicznego uzasadnienia to, że prosumenci zbiorowi, którzy są dedykowani dla budynków wielolokalowych mogą zamontować małą instalację, podczas gdy prosumenci lokatorscy, którzy również są dedykowani budynkom wielolokalowym nie mogą tego zrobić. Zapotrzebowanie wszystkich mieszkańców budynku wielolokalowego w obu przypadkach będzie przecież takie samo, jak również będzie zazwyczaj przekraczało możliwości mikroinstalacji. Sieci w miastach są bowiem najlepiej rozwinięte, GPZ-ty mają największe wolne rezerwy, a lokalna produkcja energii w miastach odciąża sieci, ponieważ energia	Propozycja wprowadzenia w art. 9 projektu ustawy dalszych zmian w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii zmierzających do zmiany w art. 4c ust. 11, który otrzyma brzmienie: „11. Na wniosek prosumenta wytwarzającego energię elektryczną w mikroinstalacji lub małej instalacji przyłączonej za układem pomiarowo-rozliczeniowym nieruchomości wspólnej, w rozumieniu art. 3 ust. 2 ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali, kwota środków stanowiąca depozyt prosumencki jest przekazywana na wskazany rachunek bankowy lub rachunek w spółdzielczej kasie oszczędnościowo-kredytowej na koniec	Uwaga częściowo uwzględniona W zakresie pierwszej proponowanej zmiany mającej na celu zwiększenie możliwej mocy instalacji OZE na budynku wielolokalowym, ograniczenie mocy o wartości 50 kW odnosi się do punktu poboru energii odbiorcy. Wobec tego, możliwym jest wykorzystanie instalacji o mocy przekraczającej moc mikroinstalacji, jeżeli spełniony zostanie warunek, gdzie udział w mocy instalacji przypadający na jeden PPE nie przekroczy 50 kW. Z tego względu, uwaga nie zostanie uwzględniona. W zakresie drugiej proponowanej zmiany dotyczącej usunięcia

		nie musi być dostarczana z oddalonych elektrowni a może być wykorzystana na inne cele, np. przemysłowe czy transportowe. Druga zmiana dotyczy usunięcia „przeważającej funkcji mieszkalnej”, jako nieuzasadnione ograniczenia. W przypadku prosumentów zbiorowych nie ma takiego ograniczenia i przepisy powinny być spójne. Ponadto, zjawiskiem pozytywnym, do którego należy zachęcać, jest to, że budynki wielolokalowe biznesowe (np. biurowce, galerie handlowe) lub administracyjne (np. rządowe, samorządowe) będą samodzielne energetycznie dzięki inwestycjom w OZE, a jednocześnie mają one bardzo przewidywalny profil poboru, który pokrywa się z peakem produkcji energii z fotowoltaiki. Tym samym inwestycje takie w istotny sposób będą stabilizować system energetyczny pod względem cenowym i sieciowym. Trzecia zmiana polega na usunięciu niezrozumiałego zdania o mocy przyłączeniowej całego budynku. W sposób naturalny instalacja nie zostanie przyłączona, jeżeli jej moc przekracza moc przyłączeniową, za co odpowiadają OSD. Jest jednak możliwość, aby taką moc zwiększyć poprzez dodatkowe inwestycje w moc przyłączeniową. Czwarta zmiana polega na usunięciu nielogicznego ograniczenia dotyczącego wymogu umiejscowienia instalacji na budynku. Uniemożliwia to wykorzystanie powierzchni, które naturalnie nadają się na zamontowanie instalacji OZE, np. dachów garaży i wiat parkingowych. Docierają już głosy niezadowolenia dotyczące tego, że po zachętach rządu, wspólnoty lub	danego okresu rozliczeniowego. Przepisów ust. 2 oraz art. 4 ust. 5 i ust. 11 pkt 2 nie stosuje się.”	„przeważającej funkcji mieszkalnej”, ze względu na założenie, jakim jest dedykowanie formy prosumenta lokatorskiego przede wszystkim spółdzielniom i wspólnotom mieszkaniowym, przepis nie zostanie uwzględniony. W zakresie trzeciej proponowanej zmiany dotyczącej umożliwienia przyłączenia instalacji OZE o mocy przekraczającej moc przyłączeniową budynku, na którym się znajduje, należy podkreślić, że wspomniana część przepisu stanowi jedynie doprecyzowanie, jako że instalacja o mocy przekraczającej moc przyłączeniową budynku nie otrzyma pozwolenia na przyłączenie do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej. Wobec tego, propozycja przepisu nie zostanie uwzględniona. W zakresie czwartej proponowanej zmiany dotyczącej zniesienia wymogu umiejscowienia instalacji na budynku, przepis zostanie odpowiednio dostosowany. W zakresie piątej proponowanej zmiany dotyczącej zastąpieniu słów „części wspólnej” pojęciem nieruchomości wspólnej, przepis zostanie odpowiednio dostosowany.

			spółdzielnie mieszkaniowe zainwestowały w instalacje OZE w ramach programu „Prosument Lokatorski” oraz Grantu OZE, a teraz nie mogą uzyskać statusu prosumenta lokatorskiego tylko dlatego, że np. instalacja znajduje się na wiacie lub garażu. Przepisy takie prowadzą do obniżenia zaufania obywateli do organów władzy publicznej oraz zniechęcają ich do inwestycji w obszarach, gdzie te inwestycje są niezbędne ale wciąż za mało popularne, t.j. w budynkach wielolokalowych i terenach zurbanizowanych. Kolejna zmiana polega na zastąpieniu słów „części wspólnej” pojęciem nieruchomości wspólnej, zdefiniowanym w art. 3 ust. 2 ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali jako „grunt oraz części budynku i urządzenia, które służą wyłącznie do użytku właścicieli lokali”. W naszej ocenie zmiana ta usunie potencjalne wątpliwości co do tego, że mikroinstalacja może również wytwarzać energię na np. potrzeby zewnętrznego oświetlenia osiedlowego, czasami z własnym licznikiem.		
385.	Art. 9 – dot. art. 4c ust. 11 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Tyska Spółdzielnia Mieszkaniowa „OSKARD”	Uzasadnienie: Po pierwsze, zmiana ma na celu zwiększenie możliwej mocy instalacji OZE w budynku wielolokalowym do poziomu, jaki przysługuje tzw. małej instalacji. Obecnie brak rozsądnego uzasadnienia dla sytuacji, w której prosumenci zbiorowi, którzy są dedykowani dla budynków wielolokalowych mogą zamontować małą instalację, natomiast prosumenci lokatorscy, którzy również są dedykowani budynkom wielolokalowym nie mogą tego zrobić. Zapotrzebowanie wszystkich mieszkańców budynku wielolokalowego w obu przypadkach będzie przecież takie	Zmiana art. 4c ust. 11 Art. 4c ust. 11. Otrzymuje brzmienie: „11. Na wniosek prosumenta energii odnawialnej wytwarzającego energię elektryczną w mikroinstalacji lub małej instalacji przyłączonej za układem pomiarowo-rozliczeniowym nieruchomości wspólnej, w rozumieniu art. 3 ust 2 ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali kwota środków stanowiąca depozyt prosumencki jest przekazywana na wskazany rachunek bankowy lub rachunek w spółdzielczej kasie oszczędnościowo-kredytowej na	Uwaga częściowo uwzględniona W zakresie pierwszej proponowanej zmiany mającej na celu zwiększenie możliwej mocy instalacji OZE na budynku wielolokalowym, ograniczenie mocy o wartości 50 kW odnosi się do punktu poboru energii odbiorcy. Wobec tego, możliwym jest wykorzystanie instalacji o mocy przekraczającej moc mikroinstalacji, jeżeli spełniony zostanie warunek, gdzie udział w mocy instalacji przypadający na jeden PPE nie przekroczy 50 kW. Z tego względu, uwaga nie zostanie uwzględniona.

		samo i zazwyczaj przekraczało możliwości mikroinstalacji. Dodatkowo trzeba zauważyć, że przy istniejących problemach sieciowych to właśnie zabudowa wielolokalowa i tereny zurbanizowane są obszarem (obok np. ciepłownictwa), gdzie należy wspierać zieloną transformację energetyczną, nie przeciążając sieci, a wręcz ją odciążając. Miejskie sieci energetyczne są bowiem najlepiej rozwinięte i dysponują największymi rezerwami w GPZ-tach, a lokalna produkcja energii w miastach odciąża sieci, ponieważ energia nie musi być dostarczana z oddalonych elektrowni a może być wykorzystana tam, gdzie jest najbardziej potrzebna (np. w przemyśle lub transporcie). Druga zmiana przewiduje rezygnację z zapisu o „przeważającej funkcji mieszkalnej”, który jest nieuzasadnionym ograniczeniem. W przypadku prosumentów zbiorowych nie ma takiego ograniczenia, więc przepisy powinny być spójne. Ponadto, zjawiskiem pozytywnym, do którego należy zachęcać, jest to, że dzięki inwestycjom w OZE budynki wielolokalowe biznesowe (np. biurowce, galerie handlowe) lub administracyjne (np. rządowe, samorządowe) będą samodzielne energetycznie., a jednocześnie mają one bardzo przewidywalny profil poboru, który pokrywa się z pikiem produkcji energii z fotowoltaiki. Takie przedsięwzięcia w znacznym stopniu stabilizują system energetyczny zarówno pod względem kosztów, jak i obciążenia sieci. Trzecia zmiana polega na usunięciu niezrozumiałego zapisu, dotyczącego mocy przyłączeniowej całego budynku. Zasadniczo instalacja nie zostanie	koniec danego okresu rozliczeniowego. Przepisów ust. 2 oraz art. 4 ust. 5 i ust. 11 pkt 2 nie stosuje się.”	W zakresie drugiej proponowanej zmiany dotyczącej usunięcia „przeważającej funkcji mieszkalnej”, ze względu na założenie, jakim jest dedykowanie formy prosumenta lokatorskiego przede wszystkim spółdzielniom i wspólnotom mieszkaniowym, przepis nie zostanie uwzględniony. W zakresie trzeciej proponowanej zmiany dotyczącej umożliwienia przyłączenia instalacji OZE o mocy przekraczającej moc przyłączeniową budynku na którym się znajduje, należy podkreślić, że wspomniana część przepisu stanowi jedynie doprecyzowanie, jako że instalacja o mocy przekraczającej moc przyłączeniową budynku nie otrzyma pozwolenia na przyłączenie do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej. Wobec tego, propozycja przepisu nie zostanie uwzględniona. W zakresie czwartej proponowanej zmiany dotyczącej zniesienia wymogu umiejscowienia instalacji na budynku, przepis zostanie odpowiednio dostosowany. W zakresie piątej proponowanej zmiany dotyczącej zastąpieniu słów „części wspólnej” pojęciem nieruchomości wspólnej, przepis zostanie odpowiednio dostosowany.

			przyłączona, jeśli jej moc przekracza moc przyłączeniową, co jest weryfikowane przez operatora sieci dystrybucyjnej (OSD). Jest jednak możliwość, aby taką moc zwiększyć poprzez dodatkowe inwestycje w moc przyłączeniową. Czwarta zmiana usuwa nielogiczny wymóg, by instalację OZE lokować jedynie bezpośrednio na budynku. Uniemożliwia to wykorzystanie powierzchni, które naturalnie nadają się na zamontowanie instalacji OZE, np. dachów garaży i wiat parkingowych. Pojawiają się głosy niezadowolenia dotyczące tego, że po zachętach rządu, wspólnoty lub spółdzielnie mieszkaniowe zainwestowały w instalacje OZE w ramach programu „Prosument Lokatorski” oraz Grantu OZE, a teraz nie mogą uzyskać statusu prosumenta lokatorskiego tylko dlatego, że np. instalacja znajduje się na innej, ale równie funkcjonalnej powierzchni. Taka regulacja podważa zaufanie obywateli do władz publicznych i niepotrzebnie zniechęca do inwestycji w obszarze budynków wielorodzinnych i terenów zurbanizowanych, gdzie wdrożenie OZE jest nie tylko potrzebne, ale też wciąż zbyt mało popularne. Piąta zmiana proponuje używanie bardziej precyzyjnego pojęcia „nieruchomość wspólna” zamiast „część wspólna”. „Nieruchomość wspólna” jest zdefiniowana w art. 3 ust. 2 ustawy o własności lokali z 24 czerwca 1994 r. jako „grunt oraz części budynku i urządzenia, które nie służą wyłącznie do użytku właścicieli lokali”. Dzięki temu zlikwidowane zostaną wątpliwości co do sytuacji, w której mikroinstalacja miałaby również produkować energię np. na rzecz	

			zewnątrznego oświetlenia osiedlowego, posiadającego często własny licznik i wpływającego na bezpieczeństwo mieszkańców.		
386.	Art. 9 – dot. art. 4c ust. 11 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Robotnicza Spółdzielnia Mieszkaniowa "Praga"	Uzasadnienie: Po pierwsze, zmiana ma na celu zwiększenie możliwej mocy instalacji OZE w budynku wielolokalowym do poziomu, jaki przysługuje tzw. małej instalacji. Obecnie brak rozsądnego uzasadnienia dla sytuacji, w której prosumenci zbiorowi, którzy są dedykowani dla budynków wielolokalowych mogą zamontować małą instalację, natomiast prosumenci lokatorscy, którzy również są dedykowani budynkom wielolokalowym nie mogą tego zrobić. Zapotrzebowanie wszystkich mieszkańców budynku wielolokalowego w obu przypadkach będzie przecież takie samo i zazwyczaj przekraczało możliwości mikroinstalacji. Dodatkowo trzeba zauważyć, że przy istniejących problemach sieciowych to właśnie zabudowa wielolokalowa i tereny zurbanizowane są obszarem (obok np. ciepłownictwa), gdzie należy wspierać zieloną transformację energetyczną, nie przeciążając sieci, a wręcz ją odciążając. Miejskie sieci energetyczne są bowiem najlepiej rozwinięte i dysponują największymi rezerwami w GPZ-tach, a lokalna produkcja energii w miastach odciąża sieci, ponieważ energia nie musi być dostarczana z oddalonych elektrowni a może być wykorzystana tam, gdzie jest najbardziej potrzebna (np. w przemyśle lub transporcie). Druga zmiana przewiduje rezygnację z zapisu o „przeważającej funkcji mieszkalnej”, który jest nieuzasadnionym ograniczeniem. W przypadku	Zmiana art. 4c ust. 11 Art. 4c ust. 11. Otrzymuje brzmienie: „11. Na wniosek prosumenta energii odnawialnej wytwarzającego energię elektryczną w mikroinstalacji lub małej instalacji przyłączonej za układem pomiarowo- rozliczeniowym nieruchomości wspólnej, w rozumieniu art. 3 ust 2 ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali kwota środków stanowiąca depozyt prosumencki jest przekazywana na wskazany rachunek bankowy lub rachunek w spółdzielczej kasie oszczędnościowo-kredytowej na koniec danego okresu rozliczeniowego. Przepisów ust. 2 oraz art. 4 ust. 5 i ust. 11 pkt 2 nie stosuje się.”	Uwaga częściowo uwzględniona W zakresie pierwszej proponowanej zmiany mającej na celu zwiększenie możliwej mocy instalacji OZE na budynku wielolokalowym, ograniczenie mocy o wartości 50 kW odnosi się do punktu poboru energii odbiorcy. Wobec tego, możliwym jest wykorzystanie instalacji o mocy przekraczającej moc mikroinstalacji, jeżeli spełniony zostanie warunek, gdzie udział w mocy instalacji przypadający na jeden PPE nie przekroczy 50 kW. Z tego względu, uwaga nie zostanie uwzględniona. W zakresie drugiej proponowanej zmiany dotyczącej usunięcia „przeważającej funkcji mieszkalnej”, ze względu na założenie, jakim jest dedykowanie formy prosumenta lokatorskiego przede wszystkim spółdzielniom i wspólnotom mieszkaniowym, przepis nie zostanie uwzględniony. W zakresie trzeciej proponowanej zmiany dotyczącej umożliwienia przyłączenia instalacji OZE o mocy przekraczającej moc przyłączeniową budynku na którym się znajduje, należy podkreślić, że wspomniana część przepisu stanowi jedynie doprecyzowanie, jako że instalacja o mocy przekraczającej moc przyłączeniową budynku nie otrzyma pozwolenia na przyłączenie do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej.

		prosumentów zbiorowych nie ma takiego ograniczenia, więc przepisy powinny być spójne. Ponadto, zjawiskiem pozytywnym, do którego należy zachęcać, jest to, że dzięki inwestycjom w OZE budynki wielolokalowe biznesowe (np. biurowce, galerie handlowe) lub administracyjne (np. rządowe, samorządowe) będą samodzielne energetycznie., a jednocześnie mają one bardzo przewidywalny profil poboru, który pokrywa się z pikiem produkcji energii z fotowoltaiki. Takie przedsięwzięcia w znacznym stopniu stabilizują system energetyczny zarówno pod względem kosztów, jak i obciążenia sieci. Trzecia zmiana polega na usunięciu niezrozumiałego zapisu, dotyczącego mocy przyłączeniowej całego budynku. Zasadniczo instalacja nie zostanie przyłączona, jeśli jej moc przekracza moc przyłączeniową, co jest weryfikowane przez operatora sieci dystrybucyjnej (OSD). Jest jednak możliwość, aby taką moc zwiększyć poprzez dodatkowe inwestycje w moc przyłączeniową. Czwarta zmiana usuwa nielogiczny wymóg, by instalację OZE lokować jedynie bezpośrednio na budynku. Uniemożliwia to wykorzystanie powierzchni, które naturalnie nadają się na zamontowanie instalacji OZE, np. dachów garaży i wiat parkingowych. Pojawiają się głosy niezadowolenia dotyczące tego, że po zachętach rządu, wspólnoty lub spółdzielnie mieszkaniowe zainwestowały w instalacje OZE w ramach programu „Prosument Lokatorski” oraz Grantu OZE, a teraz nie mogą uzyskać statusu prosumenta lokatorskiego tylko dlatego, że np. instalacja znajduje się na innej, ale równie funkcjonalnej powierzchni. Taka regulacja	Wobec tego, propozycja przepisu nie zostanie uwzględniona. W zakresie czwartej proponowanej zmiany dotyczącej zniesienia wymogu umiejscowienia instalacji na budynku, przepis zostanie odpowiednio dostosowany. W zakresie piątej proponowanej zmiany dotyczącej zastąpieniu słów „części wspólnej” pojęciem nieruchomości wspólnej, przepis zostanie odpowiednio dostosowany.

			podważa zaufanie obywateli do władz publicznych i niepotrzebnie zniechęca do inwestycji w obszarze budynków wielorodzinnych i terenów zurbanizowanych, gdzie wdrożenie OZE jest nie tylko potrzebne, ale też wciąż zbyt mało popularne. Piąta zmiana proponuje używanie bardziej precyzyjnego pojęcia „nieruchomość wspólna” zamiast „część wspólna”. „Nieruchomość wspólna” jest zdefiniowana w art. 3 ust. 2 ustawy o własności lokali z 24 czerwca 1994 r. jako „grunt oraz części budynku i urządzenia, które nie służą wyłącznie do użytku właścicieli lokali”. Dzięki temu zlikwidowane zostaną wątpliwości co do sytuacji, w której mikroinstalacja miałaby również produkować energię np. na rzecz zewnętrznego oświetlenia osiedlowego, posiadającego często własny licznik i wpływającego na bezpieczeństwo mieszkańców.		
387.	Art. 9 – dot. art. 4c ust. 11 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Regionalny Związek Rewizyjny Spółdzielczości Mieszkaniowej w Katowicach	Uzasadnienie: Po pierwsze, zmiana ma na celu zwiększenie możliwej mocy instalacji OZE na budynku wielolokalowym do małej instalacji. Nie ma logicznego uzasadnienia to, że prosumenci zbiorowi, którzy są dedykowani dla budynków wielolokalowych mogą zamontować małą instalację, podczas gdy prosumenci lokatorscy, którzy również są dedykowani budynkom wielolokalowym nie mogą tego zrobić. Zapotrzebowanie wszystkich mieszkańców budynku wielolokalowego w obu przypadkach będzie przecież takie samo, jak również będzie zazwyczaj przekraczało możliwości mikroinstalacji. Ponadto, należy zauważyć, że przy istniejących problemach sieciowych to właśnie zabudowa wielolokalowa i tereny zurbanizowane są obszarem (obok np. ciepłownictwa), gdzie można zazielenić	Propozycja: art. 4c ust. 11. Otrzymuje brzmienie: „11. Na wniosek prosumenta energii odnawialnej wytwarzającego energię elektryczną w mikroinstalacji lub małej instalacji przyłączonej za układem pomiarowo-rozliczeniowym nieruchomości wspólnej, w rozumieniu art. 3 ust. 2 ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali, kwota środków stanowiąca depozyt prosumencki jest przekazywana na wskazany rachunek bankowy lub rachunek w spółdzielczej kasie oszczędnościowo-kredytowej na koniec danego okresu rozliczeniowego.	Uwaga częściowo uwzględniona W zakresie pierwszej proponowanej zmiany mającej na celu zwiększenie możliwej mocy instalacji OZE na budynku wielolokalowym, ograniczenie mocy o wartości 50 kW odnosi się do punktu poboru energii odbiorcy. Wobec tego, możliwym jest wykorzystanie instalacji o mocy przekraczającej moc mikroinstalacji, jeżeli spełniony zostanie warunek, gdzie udział w mocy instalacji przypadający na jeden PPE nie przekroczy 50 kW. Z tego względu, uwaga nie zostanie uwzględniona. W zakresie drugiej proponowanej zmiany dotyczącej usunięcia „przeważającej funkcji mieszkalnej”, ze

			energetykę bez obciążania, a nawet z odciążeniem sieci. Sieci w miastach są bowiem najlepiej rozwinięte, GPZ-ty mają największe wolne rezerwy, a lokalna produkcja energii w miastach odciąża sieci, ponieważ energia nie musi być dostarczana z oddalonych elektrowni a może być wykorzystana na inne cele, np. przemysłowe czy transportowe. Druga zmiana dotyczy usunięcia „przeważającej funkcji mieszkalnej”, jako nieuzasadnione ograniczenia. W przypadku prosumentów zbiorowych nie ma takiego ograniczenia i przepisy powinny być spójne. Ponadto, zjawiskiem pozytywnym, do którego należy zachęcać, jest to, że budynki wielolokalowe biznesowe (np. biurowce, galerie handlowe) lub administracyjne (np. rządowe, samorządowe) będą samodzielne energetycznie dzięki inwestycjom w OZE, a jednocześnie mają one bardzo przewidywalny profil poboru, który pokrywa się z peakem produkcji energii z fotowoltaiki. Tym samym inwestycje takie w istotny sposób będą stabilizować system energetyczny pod względem cenowym i sieciowym. Trzecia zmiana polega na usunięciu niezrozumiałego zdania o mocy przyłączeniowej całego budynku. W sposób naturalny instalacja nie zostanie przyłączona, jeżeli jej moc przekracza moc przyłączeniową, za co odpowiadają OSD. Jest jednak możliwość, aby taką moc zwiększyć poprzez dodatkowe inwestycje w moc przyłączeniową. Czwarta zmiana polega na usunięciu nielogicznego ograniczenia dotyczącego wymogu umiejscowienia instalacji na budynku. Uniemożliwia to wykorzystanie	Przepisów ust. 2 oraz art. 4 ust. 5 i ust. 11 pkt 2 nie stosuje się.”	względem na założenie, jakim jest dedykowanie formy prosumenta lokatorskiego przede wszystkim spółdzielniom i wspólnotom mieszkaniowym, przepis nie zostanie uwzględniony. W zakresie trzeciej proponowanej zmiany dotyczącej umożliwienia przyłączenia instalacji OZE o mocy przekraczającej moc przyłączeniową budynku na którym się znajduje, należy podkreślić, że wspomniana część przepisu stanowi jedynie doprecyzowanie, jako że instalacja o mocy przekraczającej moc przyłączeniową budynku nie otrzyma pozwolenia na przyłączenie do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej. Wobec tego, propozycja przepisu nie zostanie uwzględniona. W zakresie czwartej proponowanej zmiany dotyczącej zniesienia wymogu umiejscowienia instalacji na budynku, przepis zostanie odpowiednio dostosowany. W zakresie piątej proponowanej zmiany dotyczącej zastąpieniu słów „części wspólnej” pojęciem nieruchomości wspólnej, przepis zostanie odpowiednio dostosowany.

			powierzchni, które naturalnie nadają się na zamontowanie instalacji OZE, np. dachów garaży i wiat parkingowych. Docierają już głosy niezadowolenia dotyczące tego, że po zachętach rządu, wspólnoty lub spółdzielnie mieszkaniowe zainwestowały w instalacje OZE w ramach programu „Prosument Lokatorski” oraz Grantu OZE, a teraz nie mogą uzyskać statusu prosumenta lokatorskiego tylko dlatego, że np. instalacja znajduje się na wiacie lub garażu. Przepisy takie prowadzą do obniżenia zaufania obywateli do organów władzy publicznej oraz zniechęcają ich do inwestycji w obszarach, gdzie te inwestycje są niezbędne ale wciąż za mało popularne, tj. w budynkach wielolokalowych i terenach zurbanizowanych. Piąta zmiana polega na zastąpieniu pojęcia „części wspólnej” lepiej zdefiniowanym pojęciem „nieruchomości wspólnej”. Zdefiniowane jest ono w art. 3 ust. 2 ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali jako „grunt oraz części budynku i urządzenia, które nie służą wyłącznie do użytku właścicieli lokali”. Usunie to również potencjalne wątpliwości co do tego, że mikroinstalacja może również wytwarzać energię na, np. potrzeby zewnętrznego oświetlenia osiedlowego, czasami z własnym licznikiem, które ma zapewnić bezpieczeństwo mieszkańcom.		
388.	Art. 9 – art. art. 4c ust. 11 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Unia Spółdzielców Mieszkaniowych w Polsce	Uzasadnienie: Po pierwsze, zmiana ma na celu zwiększenie możliwej mocy instalacji OZE w budynku wielolokalowym do poziomu, jaki przysługuje tzw. małej instalacji. Obecnie brak rozsądnego uzasadnienia dla sytuacji, w której prosumenty zbiorowi, którzy są dedykowani dla budynków	Zmiana art. 4c ust. 11 Art. 4c ust. 11. Otrzymuje brzmienie: „11. Na wniosek prosumenta energii odnawialnej wytwarzającego energię elektryczną w mikroinstalacji lub małej instalacji przyłączonej za układem pomiarowo-rozliczeniowym	Uwaga częściowo uwzględniona W zakresie pierwszej proponowanej zmiany mającej na celu zwiększenie możliwej mocy instalacji OZE na budynku wielolokalowym, ograniczenie mocy o wartości 50 kW odnosi się do punktu poboru energii

		wielolokalowych mogą zamontować małą instalację, natomiast prosumenci lokatorscy, którzy również są dedykowani budynkom wielolokalowym nie mogą tego zrobić. Zapotrzebowanie wszystkich mieszkańców budynku wielolokalowego w obu przypadkach będzie przecież takie samo i zazwyczaj przekraczało możliwości mikroinstalacji. Dodatkowo trzeba zauważyć, że przy istniejących problemach sieciowych to właśnie zabudowa wielolokalowa i tereny zurbanizowane są obszarem (obok np. ciepłownictwa), gdzie należy wspierać zieloną transformację energetyczną, nie przeciążając sieci, a wręcz ją odciążając. Miejskie sieci energetyczne są bowiem najlepiej rozwinięte i dysponują największymi rezerwami w GPZ-tach, a lokalna produkcja energii w miastach odciąża sieci, ponieważ energia nie musi być dostarczana z oddalonych elektrowni a może być wykorzystana tam, gdzie jest najbardziej potrzebna (np. w przemyśle lub transporcie). Druga zmiana przewiduje rezygnację z zapisu o „przeważającej funkcji mieszkalnej”, który jest nieuzasadnionym ograniczeniem. W przypadku prosumentów zbiorowych nie ma takiego ograniczenia, więc przepisy powinny być spójne. Ponadto, zjawiskiem pozytywnym, do którego należy zachęcać, jest to, że dzięki inwestycjom w OZE budynki wielolokalowe biznesowe (np. biurowce, galerie handlowe) lub administracyjne (np. rządowe, samorządowe) będą samodzielne energetycznie., a jednocześnie mają one bardzo przewidywalny profil poboru, który pokrywa się z pikiem produkcji energii z fotowoltaiki. Takie przedsięwzięcia w znacznym stopniu stabilizują system	nieruchomości wspólnej, w rozumieniu art. 3 ust 2 ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali kwota środków stanowiąca depozyt prosumencki jest przekazywana na wskazany rachunek bankowy lub rachunek w spółdzielczej kasie oszczędnościowo-kredytowej na koniec danego okresu rozliczeniowego. Przepisów ust. 2 oraz art. 4 ust. 5 i ust. 11 pkt 2 nie stosuje się.”	odbiorcy. Wobec tego, możliwym jest wykorzystanie instalacji o mocy przekraczającej moc mikroinstalacji, jeżeli spełniony zostanie warunek, gdzie udział w mocy instalacji przypadający na jeden PPE nie przekroczy 50 kW. Z tego względu, uwaga nie zostanie uwzględniona. W zakresie drugiej proponowanej zmiany dotyczącej usunięcia „przeważającej funkcji mieszkalnej”, ze względu na założenie, jakim jest dedykowanie formy prosumenta lokatorskiego przede wszystkim spółdzielniom i wspólnotom mieszkaniowym, przepis nie zostanie uwzględniony. W zakresie trzeciej proponowanej zmiany dotyczącej umożliwienia przyłączenia instalacji OZE o mocy przekraczającej moc przyłączeniową budynku na którym się znajduje, należy podkreślić, że wspomniana część przepisu stanowi jedynie doprecyzowanie, jako że instalacja o mocy przekraczającej moc przyłączeniową budynku nie otrzyma pozwolenia na przyłączenie do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej. Wobec tego, propozycja przepisu nie zostanie uwzględniona. W zakresie czwartej proponowanej zmiany dotyczącej zniesienia wymogu umiejscowienia instalacji na budynku, przepis zostanie odpowiednio dostosowany. W zakresie piątej proponowanej zmiany dotyczącej zastąpieniu słów „części wspólnej” pojęciem

			energetyczny zarówno pod względem kosztów, jak i obciążenia sieci. Trzecia zmiana polega na usunięciu niezrozumiałego zapisu, dotyczącego mocy przyłączeniowej całego budynku. Zasadniczo instalacja nie zostanie przyłączona, jeśli jej moc przekracza moc przyłączeniową, co jest weryfikowane przez operatora sieci dystrybucyjnej (OSD). Jest jednak możliwość, aby taką moc zwiększyć poprzez dodatkowe inwestycje w moc przyłączeniową. Czwarta zmiana usuwa nielogiczny wymóg, by instalację OZE lokować jedynie bezpośrednio na budynku. Uniemożliwia to wykorzystanie powierzchni, które naturalnie nadają się na zamontowanie instalacji OZE, np. dachów garaży i wiat parkingowych. Pojawiają się głosy niezadowolenia dotyczące tego, że po zachętach rządu, wspólnoty lub spółdzielnie mieszkaniowe zainwestowały w instalacje OZE w ramach programu „Prosument Lokatorski” oraz Grantu OZE, a teraz nie mogą uzyskać statusu prosumenta lokatorskiego tylko dlatego, że np. instalacja znajduje się na innej, ale równie funkcjonalnej powierzchni. Taka regulacja podważa zaufanie obywateli do władz publicznych i niepotrzebnie zniechęca do inwestycji w obszarze budynków wielorodzinnych i terenów zurbanizowanych, gdzie wdrożenie OZE jest nie tylko potrzebne, ale też wciąż zbyt mało popularne. Piąta zmiana proponuje używanie bardziej precyzyjnego pojęcia „nieruchomość wspólna” zamiast „część wspólna”. „Nieruchomość wspólna” jest zdefiniowana w art. 3 ust. 2 ustawy o własności lokali z 24	nieruchomości wspólnej, przepis zostanie odpowiednio dostosowany.

			czerwca 1994 r. jako „grunt oraz części budynku i urządzenia, które nie służą wyłącznie do użytku właścicieli lokali”. Dzięki temu zlikwidowane zostaną wątpliwości co do sytuacji, w której mikroinstalacja miałaby również produkować energię np. na rzecz zewnętrznego oświetlenia osiedlowego, posiadającego często własny licznik i wpływającego na bezpieczeństwo mieszkańców.		
389.	Art. 9 – art. art. 4c ust. 11 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Instytut Gospodarki Nieruchomościami	Uzasadnienie: Po pierwsze, zmiana ma na celu zwiększenie możliwej mocy instalacji OZE na budynku wielolokalowym do małej instalacji. Nie ma logicznego uzasadnienia to, że prosumenci zbiorowi, którzy są dedykowani dla budynków wielolokalowych mogą zamontować małą instalację, podczas gdy prosumenci lokatorscy, którzy również są dedykowani budynkom wielolokalowym nie mogą tego zrobić. Zapotrzebowanie wszystkich mieszkańców budynku wielolokalowego w obu przypadkach będzie przecież takie samo, jak również będzie zazwyczaj przekraczało możliwości mikroinstalacji. Ponadto, należy zauważyć, że przy istniejących problemach sieciowych to właśnie zabudowa wielolokalowa i tereny zurbanizowane są obszarem (obok np. ciepłownictwa), gdzie można zazielenić energetykę bez obciążania, a nawet z odciążeniem sieci. Sieci w miastach są bowiem najlepiej rozwinięte, GPZ-ty mają największe wolne rezerwy, a lokalna produkcja energii w miastach odciąża sieci, ponieważ energia nie musi być dostarczana z oddalonych elektrowni a może być wykorzystana na inne cele, np. przemysłowe czy transportowe.	Propozycja: art. 4c ust. 11. Otrzymuje brzmienie: „11. Na wniosek prosumenta energii odnawialnej wytwarzającego energię elektryczną w mikroinstalacji lub małej instalacji przyłączonej za układem pomiarowo-rozliczeniowym ~~nieruchomości wspólnej, w rozumieniu art. 3 ust. 2 ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali, części wspólnej budynku wielolokalowego, w tym jego części wspólnej i części składającej się z indywidualnych lokali,~~ kwota środków stanowiąca depozyt prosumencki jest przekazywana na wskazany rachunek bankowy lub rachunek w spółdzielczej kasie oszczędnościowo-kredytowej na koniec danego okresu rozliczeniowego. Przepisów ust. 2 oraz art. 4 ust. 5 i ust. 11 pkt 2 nie stosuje się.”	Uwaga częściowo uwzględniona W zakresie pierwszej proponowanej zmiany mającej na celu zwiększenie możliwej mocy instalacji OZE na budynku wielolokalowym, ograniczenie mocy o wartości 50 kW odnosi się do punktu poboru energii odbiorcy. Wobec tego, możliwym jest wykorzystanie instalacji o mocy przekraczającej moc mikroinstalacji, jeżeli spełniony zostanie warunek, gdzie udział w mocy instalacji przypadający na jeden PPE nie przekroczy 50 kW. Z tego względu, uwaga nie zostanie uwzględniona. W zakresie drugiej proponowanej zmiany dotyczącej usunięcia „przeważającej funkcji mieszkalnej”, ze względu na założenie, jakim jest dedykowanie formy prosumenta lokatorskiego przede wszystkim spółdzielniom i wspólnotom mieszkaniowym, przepis nie zostanie uwzględniony. W zakresie trzeciej proponowanej zmiany dotyczącej umożliwienia przyłączenia instalacji OZE o mocy przekraczającej moc przyłączeniową budynku na którym się znajduje,

		Druga zmiana dotyczy usunięcia „przeważającej funkcji mieszkalnej”, jako nieuzasadnione ograniczenia. W przypadku prosumentów zbiorowych nie ma takiego ograniczenia i przepisy powinny być spójne. Ponadto, zjawiskiem pozytywnym, do którego należy zachęcać, jest to, że budynki wielolokalowe biznesowe (np. biurowce, galerie handlowe) lub administracyjne (np. rządowe, samorządowe) będą samodzielne energetycznie dzięki inwestycjom w OZE, a jednocześnie mają one bardzo przewidywalny profil poboru, który pokrywa się z peakem produkcji energii z fotowoltaiki. Tym samym inwestycje takie w istotny sposób będą stabilizować system energetyczny pod względem cenowym i sieciowym. Trzecia zmiana polega na usunięciu niezrozumiałego zdania o mocy przyłączeniowej całego budynku. W sposób naturalny instalacja nie zostanie przyłączona, jeżeli jej moc przekracza moc przyłączeniową, za co odpowiadają OSD. Jest jednak możliwość, aby taką moc zwiększyć poprzez dodatkowe inwestycje w moc przyłączeniową. Czwarta zmiana polega na usunięciu nielogicznego ograniczenia dotyczącego wymogu umiejscowienia instalacji na budynku. Uniemożliwia to wykorzystanie powierzchni, które naturalnie nadają się na zamontowanie instalacji OZE, np. dachów garaży i wiat parkingowych. Docierają już głosy niezadowolenia dotyczące tego, że po zachętach rządu, wspólnoty lub spółdzielnie mieszkaniowe zainwestowały w instalacje OZE w ramach programu „Prosument Lokatorski” oraz Grantu OZE, a teraz nie mogą uzyskać statusu prosumenta lokatorskiego tylko dlatego, że	należy podkreślić, że wspomniana część przepisu stanowi jedynie doprecyzowanie, jako że instalacja o mocy przekraczającej moc przyłączeniową budynku nie otrzyma pozwolenia na przyłączenie do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej. Wobec tego, propozycja przepisu nie zostanie uwzględniona. W zakresie czwartej proponowanej zmiany dotyczącej zniesienia wymogu umiejscowienia instalacji na budynku, przepis zostanie odpowiednio dostosowany. W zakresie piątej proponowanej zmiany dotyczącej zastąpieniu słów „części wspólnej” pojęciem nieruchomości wspólnej, przepis zostanie odpowiednio dostosowany.

			np. instalacja znajduje się na wiacie lub garażu. Przepisy takie prowadzą do obniżenia zaufania obywateli do organów władzy publicznej oraz zniechęcają ich do inwestycji w obszarach, gdzie te inwestycje są niezbędne ale wciąż za mało popularne, tj. w budynkach wielolokalowych i terenach zurbanizowanych. Piąta zmiana polega na zastąpieniu pojęcia „części wspólnej” lepiej zdefiniowanym pojęciem „nieruchomości wspólnej”. Zdefiniowane jest ono w art. 3 ust. 2 ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali jako „grunt oraz części budynku i urządzenia, które nie służą wyłącznie do użytku właścicieli lokali”. Usunie to również potencjalne wątpliwości co do tego, że mikroinstalacja może również wytwarzać energię na, np. potrzeby zewnętrznego oświetlenia osiedlowego, czasami z własnym licznikiem, które ma zapewnić bezpieczeństwo mieszkańcom.		
390.	Art. 9 – dot. art. 4c ust. 16 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Barbara Brenzel		Zmienić art.4c ust 16 Art. 4c ust. 16. Otrzymuje brzmienie: „Środki depozytu prosumenckiego, przekazane zgodnie z ust. 11, przeznacza się w szczególności na rozliczenie przez prosumenta energii odnawialnej, o którym mowa w ust. 11, zobowiązań z tytułu zakupu energii elektrycznej, innych potrzeb zbiorowych, lub na obniżenie opłat związanych z lokalami mieszkalnymi w budynku, o którym mowa w ust. 11, lub w innych budynkach, których nieruchomości wspólne są zarządzane przez tego prosumenta energii odnawialnej.”	Uwaga częściowo uwzględniona Aby zapewnić zamknięty katalog możliwych celów wydatkowania środków depozytu prosumenckiego, przepis zostanie odpowiednio dostosowany poprzez uwzględnienie przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej.
391.	Art. 9 – dot. art. 4c ust. 16 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o	Tyska Spółdzielnia Mieszkaniowa „OSKARD”	Uzasadnienie: Przepisy nie powinny w sposób arbitralny narzucać celów wykorzystania środków pochodzących z depozytu. Po pierwsze, funkcjonujące już regulacje w	Zmiana art. 4c ust. 16 Art. 4c ust. 16. Otrzymuje brzmienie:	Uwaga częściowo uwzględniona Aby zapewnić zamknięty katalog możliwych celów wydatkowania środków depozytu prosumenckiego,

	odnawialnych źródłach energii		dostatecznym stopniu określają, jak należy zarządzać środkami wspólnot i spółdzielni mieszkaniowych, więc nie ma mowy o dowolności w ich wydatkowaniu. Po drugie, skoro wspólnota lub spółdzielnia mieszkaniowa finansuje inwestycję, to wygenerowane oszczędności związane z produkcją energii odnawialnej powinny zostać przeznaczane na najbardziej pilne potrzeby, np. prace remontowe, poprawę bezpieczeństwa czy przystosowanie budynku dla osób z niepełnosprawnościami Podsumowując: decyzja o wydatkowaniu zgromadzonych funduszy powinna należeć do samych zainteresowanych, a nie być odgórnie narzucana.	„Środki depozytu prosumenckiego, przekazane zgodnie z ust. 11, przeznaczają się w szczególności na rozliczenie przez prosumenta energii odnawialnej, o którym mowa w ust. 11, zobowiązań z tytułu zakupu energii elektrycznej, innych potrzeb zbiorowych, lub na obniżenie opłat związanych z lokalami mieszkalnymi w budynku, o którym mowa w ust. 11, lub w innych budynkach, których nieruchomości_wspólne są zarządzane przez tego prosumenta energii odnawialnej.”	przepis zostanie odpowiednio dostosowany poprzez uwzględnienie przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej.
392.	Art. 9 – dot. art. 4c ust. 16 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Robotnicza Spółdzielnia Mieszkaniowa "Praga"	Uzasadnienie: Przepisy nie powinny w sposób arbitralny narzucać celów wykorzystania środków pochodzących z depozytu. Po pierwsze, funkcjonujące już regulacje w dostatecznym stopniu określają, jak należy zarządzać środkami wspólnot i spółdzielni mieszkaniowych, więc nie ma mowy o dowolności w ich wydatkowaniu. Po drugie, skoro wspólnota lub spółdzielnia mieszkaniowa finansuje inwestycję, to wygenerowane oszczędności związane z produkcją energii odnawialnej powinny zostać przeznaczane na najbardziej pilne potrzeby, np. prace remontowe, poprawę bezpieczeństwa czy przystosowanie budynku dla osób z niepełnosprawnościami Podsumowując: decyzja o wydatkowaniu zgromadzonych funduszy powinna należeć do samych zainteresowanych, a nie być odgórnie narzucana.	Zmiana art. 4c ust. 16 Art. 4c ust. 16. Otrzymuje brzmienie: „Środki depozytu prosumenckiego, przekazane zgodnie z ust. 11, przeznaczają się w szczególności na rozliczenie przez prosumenta energii odnawialnej, o którym mowa w ust. 11, zobowiązań z tytułu zakupu energii elektrycznej, innych potrzeb zbiorowych, lub na obniżenie opłat związanych z lokalami mieszkalnymi w budynku, o którym mowa w ust. 11, lub w innych budynkach, których nieruchomości_wspólne są zarządzane przez tego prosumenta energii odnawialnej.”	Uwaga częściowo uwzględniona Aby zapewnić zamknięty katalog możliwych celów wydatkowania środków depozytu prosumenckiego, przepis zostanie odpowiednio dostosowany poprzez uwzględnienie przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej.
393.	Art. 9 – dot. art. 4c ust. 16 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Krajowa Rada Spółdzielcza	Uzasadnienie: Przepisy nie powinny w sposób arbitralny narzucać celów wykorzystania środków pochodzących z depozytu. Po pierwsze, funkcjonujące już regulacje w dostatecznym stopniu określają, jak należy	Zmiana art. 4c ust. 16 Art. 4c ust. 16. Otrzymuje brzmienie: „Środki depozytu prosumenckiego, przekazane zgodnie z ust. 11, przeznaczają	Uwaga częściowo uwzględniona Aby zapewnić zamknięty katalog możliwych celów wydatkowania środków depozytu prosumenckiego, przepis zostanie odpowiednio

			zarządzać środkami wspólnot i spółdzielni mieszkaniowych, więc nie ma mowy o dowolności w ich wydatkowaniu. Po drugie, skoro wspólnota lub spółdzielnia mieszkaniowa finansuje inwestycję, to wygenerowane oszczędności związane z produkcją energii odnawialnej powinny zostać przeznaczone na najbardziej pilne potrzeby, np. prace remontowe, poprawę bezpieczeństwa czy przystosowanie budynku dla osób z niepełnosprawnościami Podsumowując: decyzja o wydatkowaniu zgromadzonych funduszy powinna należeć do samych zainteresowanych, a nie być odgórnie narzucana.	się w szczególności na rozliczenie przez prosumenta energii odnawialnej, o którym mowa w ust. 11, zobowiązań z tytułu zakupu energii elektrycznej, innych potrzeb zbiorowych, lub na obniżenie opłat związanych z lokalami mieszkalnymi w budynku, o którym mowa w ust. 11, lub w innych budynkach, których nieruchomości_wspólne są zarządzane przez tego prosumenta energii odnawialnej."	dostosowany poprzez uwzględnienie przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej.
394.	Art. 9 – dot. art. 4c ust. 16 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Spółdzielnia Mieszkaniowa Wrocław-Południe	Uzasadnienie: Przepis nie powinien arbitralnie ograniczać celów wykorzystania środków otrzymanych z depozytu. Po pierwsze, dubluje się on z już istniejącymi przepisami, które w sposób wystarczający regulują gospodarkę wspólnot mieszkaniowych oraz spółdzielni mieszkaniowych w szczególności. Nie ma więc dowolności w wydatkowaniu środków. Koszty inwestycji i oszczędności związane z produkcją energii odnawialnej powinny zostać przeznaczone na najbardziej palące potrzeby, np. remonty, poprawę bezpieczeństwa wybór nie powinien być arbitralnie narzucony przez przepisy.	Propozycja: art. 4c ust. 16. otrzymuje brzmienie: „Środki depozytu prosumenckiego, przekazane zgodnie z ust. 11, przeznacza się w szczególności na rozliczenie przez prosumenta energii odnawialnej, o którym mowa w ust. 11, zobowiązań z tytułu zakupu energii elektrycznej, innych potrzeb zbiorowych, lub na obniżenie opłat związanych z lokalami mieszkalnymi w budynku, o którym mowa w ust. 11, lub w innych budynkach, których nieruchomości wspólne są zarządzane przez tego prosumenta energii odnawialnej.”	Uwaga częściowo uwzględniona Aby zapewnić zamknięty katalog możliwych celów wydatkowania środków depozytu prosumenckiego, przepis zostanie odpowiednio dostosowany poprzez uwzględnienie przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej.
395.	Art. 9 – dot. art. 4c ust. 16 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Unia Spółdzielców Mieszkaniowych w Polsce	Uzasadnienie: Przepisy nie powinny w sposób arbitralny narzucać celów wykorzystania środków pochodzących z depozytu. Po pierwsze, funkcjonujące już regulacje w dostatecznym stopniu określają, jak należy zarządzać środkami wspólnot i spółdzielni mieszkaniowych, więc nie ma mowy o dowolności w ich wydatkowaniu. Po drugie, skoro wspólnota lub spółdzielnia mieszkaniowa finansuje inwestycję,	Zmiana art. 4c ust. 16 Art. 4c ust. 16. Otrzymuje brzmienie: „Środki depozytu prosumenckiego, przekazane zgodnie z ust. 11, przeznacza się w szczególności na rozliczenie przez prosumenta energii odnawialnej, o którym mowa w ust. 11, zobowiązań z tytułu zakupu energii elektrycznej, innych potrzeb zbiorowych, lub na obniżenie	Uwaga częściowo uwzględniona Aby zapewnić zamknięty katalog możliwych celów wydatkowania środków depozytu prosumenckiego, przepis zostanie odpowiednio dostosowany poprzez uwzględnienie przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej.

			to wygenerowane oszczędności związane z produkcją energii odnawialnej powinny zostać przeznaczone na najbardziej pilne potrzeby, np. prace remontowe, poprawę bezpieczeństwa czy przystosowanie budynku dla osób z niepełnosprawnościami Podsumowując: decyzja o wydatkowaniu zgromadzonych funduszy powinna należeć do samych zainteresowanych, a nie być odgórnie narzucana.	opłat związanych z lokalami mieszkalnymi w budynku, o którym mowa w ust. 11, lub w innych budynkach, których nieruchomości_wspólne są zarządzane przez tego prosumenta energii odnawialnej."	
396.	Art. 9 – dot. art. 4c ust. 16 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Katowicka Spółdzielnia Mieszkaniowa	Uzasadnienie: Przepis nie powinien arbitralnie ograniczać celów wykorzystania środków otrzymanych z depozytu. Po pierwsze, dubluje się on z już istniejącymi przepisami, które w sposób wystarczający regulują gospodarkę wspólnot mieszkaniowych oraz spółdzielni mieszkaniowych w szczególności. Nie ma więc dowolności w wydatkowaniu środków. Po drugie, skoro wspólnota lub spółdzielnia mieszkaniowa pokrywa koszty inwestycji, oszczędności związane z produkcją energii odnawialnej powinny móc zostać przeznaczone na pokrycie kosztów eksploatacyjnych, np. remonty, poprawę bezpieczeństwa, dostępu dla osób z niepełnosprawnościami, a wybór nie powinien być arbitralnie narzucony przez przepisy.	Propozycja wprowadzenia w art. 9 projektu ustawy dalszych zmian w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii zmierzających do zmiany art. 4c ust. 16., który otrzyma brzmienie: „Środki depozytu prosumenckiego, przekazane zgodnie z ust. 11, przeznacza się w szczególności na rozliczenie przez prosumenta energii odnawialnej, o którym mowa w ust. 11, zobowiązań z tytułu zakupu energii elektrycznej, innych potrzeb zbiorowych, lub na obniżenie opłat związanych z lokalami mieszkalnymi w budynku, o którym mowa w ust. 11, lub w innych budynkach, których nieruchomości wspólne są zarządzane przez tego prosumenta energii odnawialnej.”	Uwaga częściowo uwzględniona Aby zapewnić zamknięty katalog możliwych celów wydatkowania środków depozytu prosumenckiego, przepis zostanie odpowiednio dostosowany poprzez uwzględnienie przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej.
397.	Art. 9 – dot. art. 4c ust. 16 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Regionalny Związek Rewizyjny Spółdzielczości Mieszkaniowej w Katowicach	Uzasadnienie: Przepis nie powinien arbitralnie ograniczać celów wykorzystania środków otrzymanych z depozytu. Po pierwsze, dubluje się on z już istniejącymi przepisami, które w sposób wystarczający regulują gospodarkę wspólnot mieszkaniowych oraz spółdzielni mieszkaniowych w szczególności. Nie ma więc dowolności w wydatkowaniu środków. Po drugie, skoro wspólnota lub spółdzielnia mieszkaniowa pokrywa koszty inwestycji, oszczędności związane z	Propozycja: art. 4c ust. 16. Otrzymuje brzmienie: „Środki depozytu prosumenckiego, przekazane zgodnie z ust. 11, przeznacza się w szczególności na rozliczenie przez prosumenta energii odnawialnej, o którym mowa w ust. 11, zobowiązań z tytułu zakupu energii elektrycznej, innych potrzeb zbiorowych, lub na obniżenie	Uwaga częściowo uwzględniona Aby zapewnić zamknięty katalog możliwych celów wydatkowania środków depozytu prosumenckiego, przepis zostanie odpowiednio dostosowany poprzez uwzględnienie przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej.

			produkcją energii odnawialnej powinny zostać przeznaczone na najbardziej palące potrzeby, np. remonty, poprawę bezpieczeństwa, dostępu dla osób z niepełnosprawnościami, a wybór nie powinien być arbitralnie narzucony przez przepisy.	opłat związanych z lokalami mieszkalnymi w budynku, o którym mowa w ust. 11, lub w innych budynkach, których nieruchomości wspólne są zarządzane przez tego prosumenta energii odnawialnej.”	
398.	Art. 9 – dot. art. 4c ust. 16 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Spółdzielnia Energetyczna Helios	Propozycja: art. 4c ust. 16. Otrzymuje brzmienie: „Środku depozytu prosumenckiego, przekazane zgodnie z ust. 11, przeznacza się w szczególności na rozliczenie przez prosumenta energii odnawialnej, o którym mowa w ust. 11, zobowiązań z tytułu zakupu energii elektrycznej, innych potrzeb zbiorowych, lub na obniżenie opłat związanych z lokalami mieszkalnymi w budynku, o którym mowa w ust. 11, lub w innych budynkach, których nieruchomości części wspólne są zarządzane przez tego prosumenta energii odnawialnej.” Uzasadnienie: Przepis nie powinien arbitralnie ograniczać celów wykorzystania środków otrzymanych z depozytu. Po pierwsze, dubluje się on z już istniejącymi przepisami, które w sposób wystarczający regulują gospodarkę wspólnot mieszkaniowych oraz spółdzielni mieszkaniowych w szczególności. Nie ma więc dowolności w wydatkowaniu środków. Po drugie, skoro wspólnota lub spółdzielnia mieszkaniowa pokrywa koszty inwestycji, oszczędności związane z produkcją energii odnawialnej powinny zostać przeznaczone na najbardziej palące potrzeby, np. remonty, poprawę bezpieczeństwa, dostępu dla osób z niepełnosprawnościami, a wybór nie powinien być arbitralnie narzucony przez przepisy.		Uwaga częściowo uwzględniona Aby zapewnić zamknięty katalog możliwych celów wydatkowania środków depozytu prosumenckiego, przepis zostanie odpowiednio dostosowany poprzez uwzględnienie przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej.

399.	Art. 9 – dot. art. 4c ust. 16 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Instytut Gospodarki Nieruchomościami	Uzasadnienie: Przepis nie powinien arbitralnie ograniczać celów wykorzystania środków otrzymanych z depozytu. Po pierwsze, dubluje się on z już istniejącymi przepisami, które w sposób wystarczający regulują gospodarkę wspólnot mieszkaniowych oraz spółdzielni mieszkaniowych w szczególności. Nie ma więc dowolności w wydatkowaniu środków. Po drugie, skoro wspólnota lub spółdzielnia mieszkaniowa pokrywa koszty inwestycji, oszczędności związane z produkcją energii odnawialnej powinny zostać przeznaczane na najbardziej palące potrzeby, np. remonty, poprawę bezpieczeństwa, dostępu dla osób z niepełnosprawnościami, a wybór nie powinien być arbitralnie narzucony przez przepisy.	Propozycja: art. 4c ust. 16. Otrzymuje brzmienie: „Środki depozytu prosumenckiego, przekazane zgodnie z ust. 11, przeznacza się w szczególności na rozliczenie przez prosumenta energii odnawialnej, o którym mowa w ust. 11, zobowiązań z tytułu zakupu energii elektrycznej, innych potrzeb zbiorowych, lub na obniżenie opłat związanych z lokalami mieszkalnymi w budynku, o którym mowa w ust. 11, lub w innych budynkach, których nieruchomości ~~części~~ wspólne są zarządzane przez tego prosumenta energii odnawialnej.”	Uwaga częściowo uwzględniona Aby zapewnić zamknięty katalog możliwych celów wydatkowania środków depozytu prosumenckiego, przepis zostanie odpowiednio dostosowany poprzez uwzględnienie przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej.
400.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38ag ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Krajowa Izba Klastrow Energii	I. Zamówienia publiczne w klastrach energii Propozycja przepisu W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361 z późn. zm.) po art. 38af dodaje się art. 38ag Art. 38ag. 1. Członek klastra energii, o którym mowa w art. 2 pkt 15a lit. a-c, może nabyć energię elektryczną ciepło lub paliwa, wytworzone wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, poprzez poinformowanie wszystkich członków klastra energii wpisanego do rejestru klastrow energii, o którym mowa w art. 38ac ust. 1, którego jest członkiem, o: 1) planowanym nabyciu energii elektrycznej, ciepła lub paliw; 2) ilości energii elektrycznej, ciepła lub paliw, która ma być przedmiotem dostaw;		Uwaga kierunkowo uwzględniona Przepis zostanie odpowiednio dostosowany.

		3) minimalnym procentowym udziale przypadającym na jednego dostawcę energii elektrycznej, ciepła lub paliw w ramach dostaw; 4) harmonogramie dostaw, obejmującym ilości i terminy dostaw energii elektrycznej, ciepła lub paliw; 5) maksymalnej cenie oferowanej za zakup energii elektrycznej, ciepła lub paliw; 6) terminie udzielenia odpowiedzi na informację, o której mowa w ust. 1 oraz miejscu jej złożenia. 2. Wraz z informacjami, o których mowa w ust. 1 pkt 1-6, członek klastra przekazuje wzorzec umowy na dostawę energii elektrycznej, ciepła lub paliw. 3. Członek klastra energii, o którym mowa w ust. 1 zawiera umowy ze wszystkimi członkami klastra energii, o którym mowa w ust. 1, którzy udzielą odpowiedzi w terminie i miejscu, o którym mowa w ust. 1 pkt. 6, a także złożą oświadczenie pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń, potwierdzające, że energia elektryczna, ciepło lub paliwa są wytworzone w instalacjach odnawialnych źródeł energii wskazanych we wniosku, o którym mowa w art. 38ac ust. 4 Uzasadnienie Zgodnie z obecnie obowiązującymi regulacjami zawartymi w art. 4 Prawa zamówień publicznych (PZP) jednostki samorządu terytorialnego (JST) mają obowiązek stosować przepisy PZP do wszelkich zamówień klasycznych oraz organizowania konkursów, których wartość jest równa lub przekracza kwotę 130 000 złotych, która wynika z art. 2 ust. 1 pkt 1 PZP, w tym do zakupu energii elektrycznej, ciepła lub paliw. Zgodnie z art. 16 pkt 1 PZP przeprowadzenie takiego postępowania musi zapewniać m.in.		

		zachowanie uczciwej konkurencji oraz równe traktowanie wykonawców. Wobec powyższych zapisów, postuluje się, aby członkowie klastra, którymi są jednostki samorządu terytorialnego lub tworzone przez nie spółki kapitałowe lub spółki posiadające więcej niż 50% udziałów w spółkach kapitałowych tworzonych przez jednostki samorządu terytorialnego, mogły zawrzeć umowę na dostawę energii elektrycznej lub ciepła lub paliw wytworzonych w instalacji odnawialnych źródeł energii należących do członków tego klastra energii, bez obowiązku ogłoszenia w tym zakresie postępowania o udzielenie zamówienia publicznego. Na tle zasad dotyczących współpracy w zakresie produkcji energii elektrycznej, ciepła lub paliw wytworzonych w ramach klastra energii, czyli działalności która realizuje najważniejszy cel powołania klastra, jakim jest stworzenie lokalnego obszaru bilansowania, wyłania się konieczność stosowania przepisów ustawy PZP przez JST. W tym kontekście JST identyfikują sprzeczność pomiędzy koniecznością stosowania tej regulacji, a istotą klastrów energii. Zdaniem JST obowiązek zawierania odpłatnych umów cywilnoprawnych (np. na dostawę energii) w ramach konkurencyjnej procedury, otwartej na udział wielu wykonawców jest trudny do pogodzenia z podstawowym czynnikiem motywującym JST do zaangażowania w tworzenie klastra, jakim jest możliwość nabywania tańszej energii wytworzonej w strukturze klastra. Głównym aspektem proponowanego rozwiązania, jest brak obowiązku wyboru jednego zwycięskiego wykonawcy i powierzenie realizacji zadania członkom		

			klastra, którzy spełniają warunki określone przez członka klastra, który planuje nabycie energii elektrycznej, ciepła lub paliw w ramach klastra, którego jest członkiem. Prawdopodobnie takiego podejścia jest poparta wyrokiem TSUE z 1.3.2018 r. w sprawie C-9/17 (Tirkkonen). Aby procedura zakupu energii wewnątrz klastra energii podlegała powyższemu trybowi: • Potencjalny nabywca musi ustalić kryteria kwalifikacji, po których spełnieniu każdy członek klastra może zawrzeć z nim umowę. • Decyzja nie może być podjęta na zasadzie „porównania ofert”, ale zawarcia umów ze wszystkimi podmiotami spełniającymi kryteria podane w informacji przez potencjalnego nabywcę. Potencjalny nabywca może żądać od oferentów oświadczeń lub innych zabezpieczeń dających gwarancję, że dostawy energii będą realizowane prawidłowo. Ustanowienie powyższych rozwiązań, jako szczególnych ułatwień (korzyści) związanych z uczestnictwem w klastrze energii, będzie obejmować wyłącznie klastry energii wpisane do rejestru klastrów energii prowadzonego przez Prezesa URE https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/klastry. Zapewniłoby to pełną transparentność w zakresie podmiotów uprawnionych do korzystania z tego rozwiązania.		
401.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38ag i art. 38 af ustawy z dnia 20 lutego 2015 r.	Krajowa Izba Gospodarcza Społeczności Energetycznych	po art. 38 af dodaje się art. 38ag i 38ah w brzmieniu	Art. 38ag 1. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, dokonuje z poszczególnymi członkami klastra energii wpisanego do rejestru klastrów energii, rozliczenia ilości energii elektrycznej	Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu.

	o odnawialnych źródłach energii			wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci w celu jej zużycia na potrzeby własne przez członków klastra energii w stosunku ilościowym 1 do 0,6. 2. Rozliczenia ilości energii, o którym mowa w ust. 1, dokonuje się na podstawie wskazań pomiarowo-rozliczeniowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej wszystkich wytwórców i odbiorców energii elektrycznej będących członkami klastra energii. 3. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, uzyskuje od operatora informacji rynku energii w rozumieniu art. 3 pkt 72 ustawy – Prawo energetyczne dane pomiarowe przekazane uprzednio do centralnego systemu informacji rynku energii w rozumieniu art. 3 pkt 69 ustawy – Prawo energetyczne przez właściwego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej wprowadzonej do jego sieci i pobranej z jego sieci dystrybucyjnej przez wszystkich wytwórców i odbiorców energii elektrycznej będących członkami klastra energii po wcześniejszym sumarycznym bilansowaniu ilości energii wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej z wszystkich faz dla trójfazowych instalacji. 4. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, dokonuje z klastrem energii rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej przez wszystkich wytwórców i odbiorców energii elektrycznej klastra energii po	Klastry energii, zgodnie z ich definicją zawartą w art. 2 pkt 15a ustawy OZE, stanowią porozumienie, w którego ramach członkowie decydują o przyjętej formie współpracy oraz stosunków finansowych. Przewidziano dla nich mechanizm wsparcia, który obecnie stanowi przedmiot notyfikacji, w ramach której obecnie trwa dialog z Komisją Europejską. Ze względu na powyższe propozycja rozszerzenia mechanizmu dedykowanego spółdzielniom energetycznym nie może zostać przyjęta.

				sumarycznym jej bilansowaniu z wszystkich faz na podstawie danych pomiarowych, o których mowa w ust. 3. 5. Od ilości energii elektrycznej wytworzonej we wszystkich instalacjach odnawialnych źródeł energii klastra energii, a następnie zużytej przez wszystkich odbiorców energii elektrycznej klastra energii, w tym ilości energii elektrycznej rozliczonej w sposób, o którym mowa w ust. 3, wytwórca i odbiorca energii elektrycznej, będący członkami tego klastra energii: 1) nie uiszczają na rzecz sprzedawcy, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, opłat z tytułu jej rozliczenia; 2) opłaty za świadczenie usług dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej wytworzonej we wszystkich instalacjach odnawialnego źródła energii członków klastra energii i wprowadzonej do sieci, a następnie pobranej przez wszystkich wytwórców i odbiorców, będących członkami tego klastra energii, w tym ilości energii elektrycznej rozliczonej w sposób, o którym mowa w ust. 3, uiszczają do wysokości wynikającej z wartości energii elektrycznej określonej w ust. 11; należności z tego tytułu na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przekazuje sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a. 6. Rozliczeniu podlega energia elektryczna wprowadzona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej nie wcześniej niż na 12 miesięcy przed datą wprowadzenia tej energii do sieci. Jako	

				datę wprowadzenia energii elektrycznej do sieci przyjmuje się ostatni dzień danego miesiąca kalendarzowego, w którym ta energia została wprowadzona do sieci, z zastrzeżeniem, że okresem rozliczeniowym jest miesiąc kalendarzowy, a niewykorzystana energia elektryczna w danym okresie rozliczeniowym przechodzi na kolejne okresy rozliczeniowe, jednak nie dłużej niż na kolejne 12 miesięcy od daty wprowadzenia tej energii do sieci. 7. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a: 1) informuje koordynatora klastra energii oraz członków tego klastra o ilości rozliczonej energii, o której mowa w ust. 3, zgodnie z okresami rozliczeniowymi; zapewnia funkcjonowanie systemu teleinformatycznego, za pomocą którego udostępnia: a) koordynatorowi klastra energii – dane pomiarowe, o których mowa w ust. 3, z podziałem na poszczególnych jego członków i szczegółowe informacje dotyczące rozliczenia, o którym mowa w ust. 4, b) poszczególnym członkom klastra energii – dane pomiarowe, o których mowa w ust. 3, dotyczące tych członków. 8. Wytwarzanie energii elektrycznej w mikroinstalacji przez podmiot będący	

				członkiem klastra energii i niebędący przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy – Prawo przedsiębiorców, a następnie wprowadzanie tej energii do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, która podlega rozliczeniu, o którym mowa w ust. 1, nie stanowi działalności gospodarczej w rozumieniu ustawy – Prawo przedsiębiorców. 9. Nadwyżką ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci przez wszystkich wytwórców i odbiorców energii elektrycznej klastra energii dysponuje sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, w celu pokrycia kosztów rozliczenia, w tym opłat, o których mowa w ust. 7. 10. Wartość energii elektrycznej, o której mowa w ust. 9, określa się na podstawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale, ogłoszonej przez Prezesa URE na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18a ustawy – Prawo energetyczne. 11. Opłaty za świadczenie usług dystrybucji, o których mowa w ust. 5 pkt 2, stanowią uzasadnione koszty działalności operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w części, w jakiej nie zostały one zrekompensowane wartością energii elektrycznej, o której mowa w ust. 5 pkt 2, oraz korzyściami dla tego operatora w następstwie działalności klastra energii. 12. Nadwyżka ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 9, nie stanowi przychodu w rozumieniu ustawy z dnia 15	

				lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych. 13. W odniesieniu do ilości energii elektrycznej wytworzonej we wszystkich instalacjach odnawialnych źródeł energii klastra energii, a następnie zużytej przez wszystkich odbiorców energii elektrycznej klastra energii, w tym ilości energii elektrycznej rozliczonej w sposób, o którym mowa w ust. 1: 1) nie nalicza się i nie pobiera: a) opłaty OZE, o której mowa w art. 95 ust. 1, b) opłaty mocowej w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2023 r. poz. 2131), c) opłaty kogeneracyjnej w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji; 2) nie stosuje się obowiązków, o których mowa w: a) art. 52 ust. 1, b) art. 10 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej; 3) uznaje się, że jest ona zużyciem energii elektrycznej wyprodukowanej przez dany podmiot w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym i z tego tytułu podlega zwolnieniu od podatku akcyzowego, pod warunkiem że łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji	

				odnawialnego źródła energii klastra energii nie przekracza 1 MW. 14. Minister właściwy do spraw klimatu w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw rozwoju wsi określi, w drodze rozporządzenia: 1) szczegółowy zakres oraz sposób dokonywania rejestracji danych pomiarowych oraz bilansowania ilości energii, o których mowa w ust. 3, 2) szczegółowy sposób dokonywania rozliczenia, o którym mowa w ust. 4, oraz sposób wyliczenia opłat, o których mowa w ust. 5, z uwzględnieniem cen i stawek opłat w poszczególnych grupach taryfowych stosowanych wobec klastra energii i poszczególnych jej członków, 3) szczegółowy zakres danych pomiarowych, o których mowa w ust. 3: a) przekazywanych między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz sposób przekazywania tych danych, b) udostępnianych przez sprzedawcę, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, klastra energii i poszczególnym członkom tego klastra oraz sposób udostępniania tych danych w systemie teleinformatycznym, 3a) szczegółowy zakres informacji dotyczących rozliczenia, o którym mowa w ust. 4. Art. 38ah 1. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, na wniosek koordynatora klastra energii, nie później niż w terminie 90 dni od dnia złożenia tego wniosku:	

				1) przedstawia ofertę zawarcia nowej albo zmiany dotychczasowej umowy: a) kompleksowej, o której mowa w art. 5 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, ze wskazanym przez koordynatora klastra energii odbiorcą będącym członkiem tego klastra, w celu umożliwienia rozliczenia, o którym mowa w art. 38ag ust. 1, b) o świadczenie usług bilansowania handlowego ze wskazanym przez koordynatora klastra energii wytwórcą będącym członkiem tego klastra, w celu umożliwienia rozliczenia, o którym mowa w art. 38ag ust. 1; 2) zawiera z koordynatorem klastra energii umowę, w której określa: a) zasady i terminy informowania przez klastry energii o zmianach w liczbie członków klastra energii lub zmianach w zakresie punktów poboru energii należących do poszczególnych członków danego klastra energii, b) zasady rozliczeń z poszczególnymi członkami klastra energii, w zakresie nieuregulowanym w przepisach wydanych na podstawie art. 38ag ust. 14, c) sposób i warunki udostępniania koordynatorowi klastra energii i poszczególnym członkom tego klastra danych pomiarowych, w tym zakres i format tych danych, d) prawa i obowiązki sprzedawcy, koordynatora klastra energii oraz członków klastra w zakresie stosowania rozliczenia, o którym mowa w art. 38ag ust. 1, a także udostępniania lub	

				przekazywania informacji wynikających z ustawy. 2. Do umowy, o której mowa w ust. 2 pkt 1 lit. a, stosuje się art. 4j ustawy – Prawo energetyczne. Zmiana sprzedawcy lub wypowiedzenie tej umowy, a także zakończenie bilansowania handlowego wytwórcy, o którym mowa w ust. 2 pkt 1 lit. b, przez sprzedawcę, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, może nastąpić wyłącznie ze skutkiem na koniec miesiąca kalendarzowego. 3. Energię elektryczną wprowadzoną do sieci przez wytwórcę, który zawarł umowę, o której mowa w ust. 2 pkt 1 lit. b, uznaje się za energię elektryczną dostarczoną przez tego wytwórcę na rzecz członków klastra energii. 4. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, uwzględnia w rozliczeniu, o którym mowa w art. 38ag ust. 1, ze wszystkimi odbiorcami, którzy zawarli umowę, o której mowa w ust. 2 pkt 1 lit. a, energię elektryczną wprowadzoną przez wytwórców, którzy zawarli umowę, o której mowa w ust. 2 pkt 1 lit. b, na zasadach określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 38ag ust. 14 i w umowie, o której mowa w ust. 2 pkt 2, do dnia poinformowania przez koordynatora klastra energii o wypowiedzeniu członkostwa danego członka klastra lub rozwiązania umowy, o której mowa w ust. 2 pkt 1, na zasadach określonych w art. 4j ustawy – Prawo energetyczne.”,	
402.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38ab. ust. 1 pkt 2 ustawy z	Krajowa Izba Kłastrów Energii	III. Umożliwienie przyłączenia do linii 110 kV		Uwaga nieuwzględniona

	dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii		W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361 z późn. zm.) art. 38ab ust. 1 pkt 2 otrzymuje brzmienie: 2) członkowie klastra energii są przyłączeni do sieci dystrybucyjnej tego samego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV. Uzasadnienie: Zgodnie z obecnie funkcjonującymi przepisami zawartymi w art. 38ab ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2024 poz. 1361), członkowie klastra energii mogą być przyłączeni do sieci dystrybucyjnej tego samego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV. Podmioty będące potencjalnymi członkami klastrów energii, takie jak spółki komunalne czy duże zakłady przemysłowe o mocy zainstalowanych urządzeń od kilku do kilkudziesięciu MW, niejednokrotnie wymagają przyłączenia do linii wysokiego napięcia 110 kV. Co więcej, na tej właśnie linii prowadzonych jest w Polsce bardzo dużo inwestycji OZE. Należy podkreślić, że proponowany przepis nie wprowadza zmian w zakresie zasad oraz procedur przyłączeniowych, a jedynie umożliwia członkostwo w klastrze energii podmiotom, które już są przyłączone do sieci o napięciu znamionowym 110 kV, lub będą do takiej sieci przyłączone po spełnieniu warunków określonych w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. z 2024 r. poz. 266).		Ze względu na trwającą procedurę notyfikacji mechanizmu wsparcia klastrów energii, zmiana w zakresie umożliwienia przyłączenia członków klastra energii do linii elektroenergetycznych wysokiego napięcia 110 kV nie może obecnie zostać uwzględniona. Uwzględnienie propozycji zmiany w ramach przyszłych prac legislacyjnych związane będzie z wynikiem dialogu z Komisją Europejską.
403.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o	Miasto Bydgoszcz	Uwagi ogólne: 1. Propozycja przeniesienia formy spółdzielni energetycznej na grunt miasta		Uwaga nieuwzględniona Możliwość powstawania spółdzielni energetycznych nie powinna być

	odnawialnych źródłach energii - uwaga o charakterze ogólnym		jest pomysłem dedykowanym tylko dla małych miast. Wolumen zużycia energii w dużym mieście tylko na realizację zadań publicznych poprzez członka jakim byłoby JST jest na tyle duży, że już góry wiadomo, że wymóg procentowych udziału OZE w bilansie ogólny nie jest wykonalny. Na terenach dużych miast nie ma możliwości budowy dużych jednostek wytwórczych OZE, które by pokryły aż tak duże zapotrzebowanie na elektryczną. W przypadku JST i podległych spółek miejskich, producentów ciepła i energii nie ma racji bytu forma spółdzielni. Oczywiście można rozważyć wyłącznie wielu punktów poboru tak, aby sprostać pogrom udziału OZE – będzie to jedna tylko proteza. 2. Forma spółdzielni w obszarze ciepła na terenie dużego miasta może spowodować duże problemy finansowe spółki odpowiedzialnej za dystrybucję ciepła. 3. Zapisy nadal nie rozwiązują problemów budowania społeczności energetycznych na terenie dużych miast. 4. Zaproponowano udział skarbu państwa w kosztach osobowych w urzędach wojewódzkich czy też marszałkowskich, a dlaczego zapomniano o urzędach gmin, starostwach powiatowych, które mają bezpośredni kontakt z inwestorem i wydają decyzję o warunkach zabudowy oraz decyzje środowiskowe? Analiza stanu faktycznego Kluczowym celem analizy jest przedstawienie rekomendacji w zakresie modeli wytwarzania energii przez JST, które mogą pozwolić na wykorzystanie odnawialnych źródeł energii na potrzeby jednostek samorządu terytorialnego i ich jednostek organizacyjnych z punktu widzenia dużego miasta. Poniżej zostaną omówione formy prawne integracji		ograniczana co do typu gminy, a decyzja o wyborze i utworzeniu danej formy społeczności energetycznej uzależniona powinna być od uwarunkowań lokalnych

			energetycznej na poziomie samorządów, które mogą znaleźć zastosowanie w gminie miejskiej wielkości Bydgoszczy. Klaster energii Zgodnie ze zmienioną definicją zawartą w art. 2 pkt 15a Ustawy OZE klaster energii to porozumienie, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania, równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji energii elektrycznej lub paliw w rozumieniu art. 3 pkt 3 ustawy - Prawo energetyczne lub obrotu nimi, lub w zakresie wytwarzania, magazynowania, równoważenia zapotrzebowania, przesyłania lub dystrybucji ciepła, lub obrotu ciepłem, w celu zapewnienia jego stronom korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych lub zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego, którego stroną jest co najmniej: a) jednostka samorządu terytorialnego lub b) spółka kapitałowa utworzona na podstawie art. 9 ust. 1 ustawy z dnia 20 grudnia 1996 r. o gospodarce komunalnej (Dz. U. z 2021 r. poz. 679) przez jednostkę samorządu terytorialnego z siedzibą na obszarze działania klastra energii, lub c) spółka kapitałowa, której udział w kapitale zakładowym spółki, o której mowa w lit. b, jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji. Powyższa definicja wyraża wolę ustawodawcy do wykorzystania instytucji klastrów energii przez JST poprzez wprowadzenie wymogu udziału w ramach klastra przez JST lub spółki gminnej lub spółki kontrolowanej przez gminę.		

		Klaster stanowi wielostronną umowę, która tworzy swego rodzaju jednostkę organizacyjną, w skład, której wchodzi jej członkowie oraz reprezentujący ich przedstawiciel klastra. Klaster nie ma zatem osobowości prawnej. Sposób jego funkcjonowania i zasady rozliczeń za energię elektryczną należy uregulować w porozumieniu klastra lub odrębnych umowach. W przypadku klastrów energii (inaczej niż w przypadku spółdzielni energetycznych) ustawodawca nie przewidział ograniczeń związanych charakterem gmin, na obszarze których będzie prowadzona działalność, stąd możliwe jest założenie klastra energii także na terenie miast na prawach powiatu. Konieczne jest także, aby członkowie klastra energii przyłączeni byli do sieci tego samego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV. Z dniem 2 lipca 2024 r. wszedł w życie system wsparcia dla klastrów energii podlegających wpisowi do rejestru klastrów polegający na zwolnieniu z opłat OZE oraz opłaty kogeneracyjnej oraz ulgach w odniesieniu do opłat za świadczenie usług dystrybucji. Według Zarządu ProNatura efekty finansowe wsparcia nie mają istotnego znaczenia dla rachunku ekonomicznego. Zwolnienie z części opłat dystrybucyjnych może nastąpić jeżeli co najmniej 60% produkowanej energii elektrycznej pochodzi ze źródeł odnawialnych. Biorąc pod uwagę strukturę produkowanej energii, w 2028 roku tylko 50% będzie można zaliczyć do OZE. Tym samym, nie ma możliwości skorzystania z tej ulgi.		

			Społeczność obywatelska Zgodnie z art. 38e ust. 1 pkt 1 Ustawy OZE spółdzielnia energetyczna może prowadzić działalność na obszarze gminy wiejskiej lub miejsko-wiejskiej w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej lub na obszarze nie więcej niż trzech tego rodzaju gmin bezpośrednio sąsiadujących ze sobą. Z uwagi na to, że Bydgoszcz posiadaj status gminy-miasta na prawach powiatu, instytucja spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a Ustawy OZE nie może być zastosowana. Alternatywnym rozwiązaniem w stosunku do spółdzielni energetycznych są obywatelskie społeczności energetyczne. Zgodnie z definicją zawartą w art. 3 pkt 13f Prawa energetycznego obywatelską społecznością energetyczną jest podmiot, który posiada zdolność prawną. Z definicji obywatelskiej społeczności energetycznej wynika, że członkiem obywatelskiej społeczności energetycznej, któremu przysługują uprawnienia decyzyjne i kontrolne mogą być: 1) osoby fizyczne, 2) jednostki samorządu terytorialnego 3) mikroprzedsiębiorcy (czyli przedsiębiorcy, którzy zatrudniają średniorocznie mniej niż 10 pracowników oraz osiągnęli roczny obrót netto ze sprzedaży towarów, wyrobów i usług oraz z operacji finansowych nieprzekraczający równowartości w złotych 2 milionów euro, lub sumy aktywów jego bilansu sporządzonego na koniec jednego z tych lat nie przekroczyły równowartości w złotych 2 milionów euro) oraz 4) mali przedsiębiorcy (czyli przedsiębiorcy, którzy zatrudniali średniorocznie mniej niż 50 pracowników oraz osiągnęli roczny		

			obróć netto ze sprzedaży towarów, wyrobów i usług oraz z operacji finansowych nieprzekraczający równowartości w złotych 10 milionów euro, lub sumy aktywów jego bilansu sporządzonego na koniec jednego z tych lat nie przekroczyły równowartości w złotych 10 milionów euro), dla których działalność w sektorze energetycznym nie stanowi przedmiotu podstawowej działalności. Podobnie jak w przypadku klastrów energii ustawodawca dopuszcza udział JST w obywatelskich społecznościach energetycznych, jednak nie jest to warunek obowiązkowy. Wszystkie spółki miejskie posiadają status „dużego przedsiębiorcy”, tym samym formuła społeczności nie znajduje zastosowania. Prawo Zamówień Publicznych barierą dla samowystarczalności Analiza unijnego prawa zamówień publicznych nie pozostawia wątpliwości, że podstawową funkcją prawa zamówień publicznych jest ochrona konkurencji i równego traktowania wykonawców na rynku wewnętrznym UE. Niemniej polski ustawodawca trafnie doprecyzowuje, że z perspektywy każdego zamawiającego celem powinno być dokonanie zakupu możliwie najlepiej realizującego zasadę efektywności ekonomicznej („best value for money”). Od 2021 r. obowiązują przepisy jednoznacznie stanowiące, że zamawiający mają obowiązek udzielania zamówień w sposób zapewniający najlepszą jakość, uzasadnioną charakterem zamówienia, w ramach środków, które zamawiający może przeznaczyć na jego realizację, oraz uzyskanie najlepszych efektów	

			zamówienia, w tym efektów społecznych, środowiskowych oraz gospodarczych. Postępowanie o udzielenie zamówienia publicznego służy umożliwieniu zamawiającemu optymalnego zaspokojenia jego obiektywnie uzasadnionych potrzeb. W uzasadnieniu do projektu aktualnie obowiązującej ustawy Prawo zamówień publicznych jednoznacznie wskazano: „Zasadniczo utrzymano dotychczasowy katalog zasad udzielania zamówień publicznych, wzbogacając go o zasadę efektywności ekonomicznej. Zasada efektywności ekonomicznej wyraża się w obowiązku udzielenia zamówienia w sposób zapewniający zarówno najlepszą jakość przedmiotu zamówienia w stosunku do środków, które zamawiający może przeznaczyć na jego realizację, jak i najlepszy stosunek nakładów do efektów, w tym efektów społecznych, środowiskowych i gospodarczych. Niemniej analizując relacje przepisów ustawy pzp względem omówionych wcześniej instytucji prawa energetycznego trudno oprzeć się refleksji, że prawo zamówień publicznych stanowi barierę dla rozwoju samowystarczalności energetycznej samorządów.		
404.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - uwaga o charakterze ogólnym	Spółdzielnia Energetyczna Policzna	Z uwagi na modyfikację przepisów dotyczących spółdzielni energetycznych w projekcie UD162 zasadne jest zwrócenie uwagi na pominięte w projekcie kwestie dotyczące szeroko rozumianych społeczności energetycznych, tj. klastrów energii, spółdzielni energetycznych oraz obywatelskich społeczności energetycznych, w tym tych działających w obszarze odnawialnych źródeł energii (OZE) z udziałem jednostek samorządu terytorialnego.	Regulacja odpowiadająca na zdiagnozowane problemy gmin powinna być przemyślana pod kątem prawnych możliwości działania gminy i jej osób prawnych w sferze użyteczności publicznej lub poza nią na podstawie ustawy oraz modyfikować ustawę o OZE / ustawę o samorządzie gminnych / gospodarce komunalnej czy też - ustawę Prawo energetyczne. Rozwiązanie to powinno wystarczająco jasno przesądzać, że do zadań o	Uwaga bezprzedmiotowa Przepis art. 8 ust. 10, dodający art. 38db, rządowego projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (numer druku sejmowego 1130) został wycofany z ww. projektu.

			Gminna energetyka obywatelska odgrywa kluczową rolę w procesie transformacji energetycznej. Dotychczasowe doświadczenia wskazują, że społeczności energetyczne powstają i funkcjonują efektywnie, gdy ich rozwój wspiera silny lider, np. jednostka samorządu terytorialnego. W Polsce istnieją już spółdzielnie energetyczne złożone z gmin i ich jednostek organizacyjnych, a udział gminy w tego typu przedsięwzięciach nie tylko zwiększa ich wiarygodność, lecz także buduje akceptację społeczną dla energetyki rozproszonej. Zgodnie z art. 22 ust. 4 lit. h Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, państwa członkowskie zobowiązane są do ustanowienia ram prawnych sprzyjających rozwojowi społeczności energetycznych. Przepisy te powinny zapewniać m.in. wsparcie regulacyjne oraz pomoc w budowaniu potencjału administracyjnego, umożliwiającego władzom publicznym udział w tworzeniu i funkcjonowaniu społeczności energetycznych. Tymczasem na gruncie stosowania polskiego prawa pojawiają się problemy niektórych gmin w tworzeniu i uczestnictwie w społecznościach energetycznych, mimo, że w przypadku klastrów ich udział jest obligatoryjny a w przypadku obywatelskich społeczności energetycznych (w tym OZE) jest możliwy. Problemy te sprowadzają się między innymi do braku jednoznacznych regulacji dotyczących kwalifikacji działalności prowadzonej przez gminy w ramach	charakterze użyteczności publicznej należy prowadzenie przez gminę lub gminną osobę prawną działalności w zakresie odpowiadającym ustawowemu przedmiotowi działalności spółdzielni energetycznej, o którym mowa w art. 2 pkt 33a ustawy o OZE, klastra energii, o którym mowa w art. 2 pkt 15a ustawy o OZE, lub obywatelskiej społeczności energetycznej, o którym mowa w art. 3 pkt 13f ustawy Prawo energetyczne jak również tworzenie i przystępowanie do ww. społeczności energetycznych. Przepis powinien obejmować wszelkie postaci działalności w ramach poszczególnych form energetyki obywatelskiej jak również różne postaci energii – nie tylko elektryczną.	

		społeczności energetycznych jako działalności o charakterze użyteczności publicznej. Problem ma praktyczny wymiar: są gminy, którym odmówiono wpisu do Rejestru Małych Wytwórców Energii w Instalacji Odnawialnego Źródła Energii (MIOZE) z uwagi na brak przymiotu strony w postępowania czy też dokonywano interpretacji, że brak odpowiednio jasnego przepisu ustawy uniemożliwia prowadzenie działalności oraz wystawianie faktur na rzecz innych członków danej społeczności. Nie są to problemy powszechne, gdyż w rejestrze MIOZE znajduje się kilka gmin, są także spółdzielnie złożone z gmin i gminnych osób prawnych bez problemów dokonujących sprzedaży wytworzonej energii w ramach spółdzielni, czy zawierających umowy PPA. Jednak popularyzacja spółdzielni energetycznych prowadzi do powstania potrzeby ustawowego uregulowania kwestii budzących wątpliwości interpretacyjne, w taki sposób, aby: - umożliwić gminom tworzenie i uczestnictwo we wszelkich form energetyki obywatelskiej (klastry, spółdzielnie energetyczne, OZE, OSE OZE); - jednoznacznie umożliwić gminom podejmowanie wszelkiej działalności dozwolonej dla członków danej społeczności energetycznej – a zatem również podejmowania działalności o charakterze działalności regulowanej na warunkach nie ograniczających ani nie dyskryminujących gmin na tle innym podmiotów prawa. - umożliwić gminom działanie nie tylko w obszarze energii elektrycznej ale i ciepła, chłodu czy gazu.		

			Jest to o tyle istotne, że gminy mają jako jedyne potencjał, budowania trwałej akceptacji społecznej dla energetyki obywatelskiej, gminna własność instalacji wytwórczych decyduje o trwałości i ciągłości funkcjonowania społeczności energetycznych, a także daje gwarancję udziału w tych społecznościach także osobom fizycznym - mieszkańcom gminy – w szczególności tym dotkniętym ubóstwem energetycznym, takich którzy samodzielnie nie mają możliwości na podjęcie działalności w obszarze kolektywnej energetyki obywatelskiej. Nieadekwatnym sposobem poradzenia sobie z ww. problemem była propozycja przepisu art. 8 ust. 10 projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD89) dodająca art. 38db ust. 1 przewidujący ograniczenia w zakresie wielkości instalacji w których gminy mogły wytwarzać energię elektryczną w spółdzielniach energetycznych. Propozycja ta, zamiast rozwiązywać wymienione na wstępie problemy w istocie tworzy ich więcej, prowadząc w istocie do zniechęcenia gmin do angażowania się w energetykę obywatelską oraz zamknięcia drogi do dążenia do osiągnięcia samowystarczalności energetycznej z OZE, co jest celem jaki Gminy winny osiągnąć w niedalekiej perspektywie czasowej, co zostaje wyjaśnione poniżej: 1) Gminna własność instalacji zapewnia spółdzielni trwałość. Brak możliwości wytwarzania energii w instalacjach większych niż wskazane przepisem utrudniłby a nawet – wykluczył sens tworzenia spółdzielni, które dzięki		

			większej instalacji będącej własnością gminy lub gminnej osoby prawnej wytwarzałyby energię dla osób dotkniętych ubóstwem energetycznym czy też zagrożonych wykluczeniem społecznym - zapewne liczba gmin, które by się na to zdecydowały, nie mogąc decydować o źródle wytwórczym spółdzielni, byłaby mniejsza. 2) Przepis wprowadziłby nieuzasadnioną dyskryminację gmin i gminnych osób prawnych względem przedsiębiorców, którzy mogliby bez podobnych ograniczeń tworzyć spółdzielnie i wytwarzać w nich energię w oparciu o instalacje do wielkości zastrzeżonej ustawą o OZE, tj. 10 MW. Przepis doprowadziłby zatem do sytuacji w której możliwe byłoby tworzenie dużych otwartych na osoby fizyczne spółdzielni jako tworów czysto komercyjnych, ale nie takich opartych o gminy i ich zasoby. 3) Przepis dotyczy tylko i wyłącznie wytwarzania energii. Pomija taką działalność jak sprzedaż, obrót, magazynowanie którymi mogą się zajmować członkowie społeczności. Sprzedaż / obrót energią stanowią inną działalność niż wytwarzanie energii, a nie jest możliwe funkcjonowanie w spółdzielni energetycznej jako wytwórca energii bez jej sprzedawania spółdzielni lub nabywania od spółdzielni, oba rodzaje działalności powinny by były być wskazane w ustawie jako dopuszczalne. Podobnie - magazynowanie energii czy inne działania, która mogą być wykonywane przez członków społeczności energetycznych. 4) Na gruncie tak sformułowanego przepisu, jeżeli wszedłby w życie, gmina nie mogłaby utworzyć spółki celowej, która wytwarzałaby energię w instalacji większej niż wskazane w przepisie – takie		

		gminne osoby prawne także byłyby objęte dyspozycją normy. Możliwe byłoby, że sama spółdzielnia dysponowałaby instalacją większą – jednak tutaj pojawia się kwestia kontroli źródła wytwórczego. 5) Przepis pomija aktywność gmin w klastrach energii generując kolejne wątpliwości na gruncie obowiązkowego udziału JST / spółki komunalnej / jej spółki powiązanej w klastrze (od 2024 r.). 6) Przepis pomija działalność polegającą na wytwarzaniu energii cieplnej, chłodu jak i biogazu, biometanu, biogazu rolniczego – dotyczy bowiem tylko i wyłącznie energii elektrycznej. 7) Przepis pomija obywatelskie społeczności energetyczne, w których członkami mogą być gminy. Wskazanie ustawą, że gmina może prowadzić działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu energii w określonej instalacji w ramach spółdzielni energetycznej doprowadziłaby do wątpliwości odnoszących się do tego co w istocie leży w zakresie zadań gminy odnoszących się do zaopatrywania w energię i ciepło. Zasadniczo bowiem gminy mogą podejmować działalność gospodarczą w sferze użyteczności publicznej albo poza nią w przypadkach wskazanych w ustawie. Określenie ustawowo możliwości wytwarzania energii ale w ograniczonym zakresie stanowiłoby przepis o którym mowa w art. 9 ust. 2 ustawy o samorządzie gminnym. Na tym tle nie byłoby jasne, czy i w jakim zakresie aktywność gminy lub innej osoby prawnej w spółdzielni energetycznej stanowi zadanie w sferze użyteczności publicznej. Brak analogicznego przepisu odnoszącego się do klastrów w których udział JST jest obligatoryjny (czy w odniesieniu do OZE i OSE OZE gdzie udział gminy jest możliwy)	

			przewodziłby do wniosku, że w klastrze gminy nie mogą wytwarzać energii elektrycznej bo brak byłoby analogicznego zezwolenia w ustawie.		
405.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii- uwaga o charakterze ogólnym	Inicjatywa Społeczna Energetyka sp. z o.o.	Z uwagi na modyfikację przepisów dotyczących spółdzielni energetycznych w projekcie UD162 zasadne jest zwrócenie uwagi na pominięte w projekcie kwestie dotyczące szeroko rozumianych społeczności energetycznych, tj. klastrów energii, spółdzielni energetycznych oraz obywatelskich społeczności energetycznych, w tym tych działających w obszarze odnawialnych źródeł energii (OZE) z udziałem jednostek samorządu terytorialnego. Gminna energetyka obywatelska odgrywa kluczową rolę w procesie transformacji energetycznej. Dotychczasowe doświadczenia wskazują, że społeczności energetyczne powstają i funkcjonują efektywnie, gdy ich rozwój wspiera silny lider, np. jednostka samorządu terytorialnego. W Polsce istnieją już spółdzielnie energetyczne złożone z gmin i ich jednostek organizacyjnych, a udział gminy w tego typu przedsięwzięciach nie tylko zwiększa ich wiarygodność, lecz także buduje akceptację społeczną dla energetyki rozproszonej. Zgodnie z art. 22 ust. 4 lit. h Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, państwa członkowskie zobowiązane są do ustanowienia ram prawnych sprzyjających rozwojowi społeczności energetycznych. Przepisy te powinny zapewniać m.in. wsparcie regulacyjne oraz pomoc w budowaniu potencjału administracyjnego,	Regulacja odpowiadająca na zdiagnozowane problemy gmin powinna być przemyślana pod kątem prawnych możliwości działania gminy i jej osób prawnych w sferze użyteczności publicznej lub poza nią na podstawie ustawy oraz modyfikować ustawę o OZE / ustawę o samorządzie gminnych / gospodarce komunalnej czy też - ustawę Prawo energetyczne. Rozwiązanie to powinno wystarczająco jasno przesądzać, że do zadań o charakterze użyteczności publicznej należy prowadzenie przez gminę lub gminną osobę prawną działalności w zakresie odpowiadającym ustawowemu przedmiotowi działalności spółdzielni energetycznej, o którym mowa w art. 2 pkt 33a ustawy o OZE, klastra energii, o którym mowa w art. 2 pkt 15a ustawy o OZE, lub obywatelskiej społeczności energetycznej, o którym mowa w art. 3 pkt 13f ustawy Prawo energetyczne jak również tworzenie i przystępowanie do ww. społeczności energetycznych. Przepis powinien obejmować wszelkie postaci działalności w ramach poszczególnych form energetyki obywatelskiej jak również różne postaci energii – nie tylko elektryczną.	Uwaga bezprzedmiotowa Przepis art. 8 ust. 10, dodający art. 38db, Rządowego projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (numer druku sejmowego 1130) został wycofany z ww. projektu.

			umożliwiającego władzom publicznym udział w tworzeniu i funkcjonowaniu społeczności energetycznych. Tymczasem na gruncie stosowania polskiego prawa pojawiają się problemy niektórych gmin w tworzeniu i uczestnictwie w społecznościach energetycznych, mimo, że w przypadku klastrów ich udział jest obligatoryjny a w przypadku obywatelskich społeczności energetycznych (w tym OZE) jest możliwy. Problemy te sprowadzają się między innymi do braku jednoznacznych regulacji dotyczących kwalifikacji działalności prowadzonej przez gminy w ramach społeczności energetycznych jako działalności o charakterze użyteczności publicznej. Problem ma praktyczny wymiar: są gminy, którym odmówiono wpisu do Rejestru Małych Wytwórców Energii w Instalacji Odnawialnego Źródła Energii (MIOZE) z uwagi na brak przymiotu strony w postępowania czy też dokonywano interpretacji, że brak odpowiednio jasnego przepisu ustawy uniemożliwia prowadzenie działalności oraz wystawianie faktur na rzecz innych członków danej społeczności. Nie są to problemy powszechne, gdyż w rejestrze MIOZE znajduje się kilka gmin, są także spółdzielnie złożone z gmin i gminnych osób prawnych bez problemów dokonujących sprzedaży wytworzonej energii w ramach spółdzielni, czy zawierających umowy PPA. Jednak popularyzacja spółdzielni energetycznych prowadzi do powstania potrzeby ustawowego uregulowania kwestii budzących wątpliwości interpretacyjne, w taki sposób, aby:		

		- umożliwić gminom tworzenie i uczestnictwo we wszelkich form energetyki obywatelskiej (klastry, spółdzielnie energetyczne, OZE, OSE OZE); - jednoznacznie umożliwić gminom podejmowanie wszelkiej działalności dozwolonej dla członków danej społeczności energetycznej – a zatem również podejmowania działalności o charakterze działalności regulowanej na warunkach nie ograniczających ani nie dyskryminujących gmin na tle innym podmiotów prawa. - umożliwić gminom działanie nie tylko w obszarze energii elektrycznej ale i ciepła, chłodu czy gazu. Jest to o tyle istotne, że gminy mają jako jedyne potencjał, budowania trwałej akceptacji społecznej dla energetyki obywatelskiej, gminna własność instalacji wytwórczych decyduje o trwałości i ciągłości funkcjonowania społeczności energetycznych, a także daje gwarancję udziału w tych społecznościach także osobom fizycznym - mieszkańcom gminy – w szczególności tym dotkniętym ubóstwem energetycznym, takich którzy samodzielnie nie mają możliwości na podjęcie działalności w obszarze kolektywnej energetyki obywatelskiej. Nieadekwatnym sposobem poradzenia sobie z ww. problemem była propozycja przepisu art. 8 ust. 10 projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD89) dodająca art. 38db ust. 1 przewidujący ograniczenia w zakresie wielkości instalacji w których gminy mogły wytwarzać energię elektryczną w spółdzielniach energetycznych.		

			Propozycja ta, zamiast rozwiązywać wymienione na wstępie problemy w istocie tworzy ich więcej, prowadząc w istocie do zniechęcenia gmin do angażowania się w energetykę obywatelską oraz zamknięcia drogi do dążenia do osiągnięcia samowystarczalności energetycznej z OZE, co jest celem jaki Gminy winny osiągnąć w niedalekiej perspektywie czasowej, co zostaje wyjaśnione poniżej: 8) Gminna własność instalacji zapewnia spółdzielni trwałość. Brak możliwości wytwarzania energii w instalacjach większych niż wskazane przepisem utrudniłby a nawet – wykluczył sens tworzenia spółdzielni, które dzięki większej instalacji będącej własnością gminy lub gminnej osoby prawnej wytwarzałyby energię dla osób dotkniętych ubóstwem energetycznym czy też zagrożonych wykluczeniem społecznym - zapewne liczba gmin, które by się na to zdecydowały, nie mogąc decydować o źródle wytwórczym spółdzielni, byłaby mniejsza. 9) Przepis wprowadziłby nieuzasadnioną dyskryminację gmin i gminnych osób prawnych względem przedsiębiorców, którzy mogliby bez podobnych ograniczeń tworzyć spółdzielnie i wytwarzać w nich energię w oparciu o instalacje do wielkości zastrzeżonej ustawą o OZE, tj. 10 MW. Przepis doprowadziłby zatem do sytuacji w której możliwe byłoby tworzenie dużych otwartych na osoby fizyczne spółdzielni jako tworów czysto komercyjnych, ale nie takich opartych o gminy i ich zasoby. 10) Przepis dotyczy tylko i wyłącznie wytwarzania energii. Pomija taką działalność jak sprzedaż, obrót, magazynowanie którymi mogą się	

			zajmować członkowie społeczności. Sprzedaż / obrót energią stanowią inną działalność niż wytwarzanie energii, a nie jest możliwe funkcjonowanie w spółdzielni energetycznej jako wytwórca energii bez jej sprzedawania spółdzielni lub nabywania od spółdzielni, oba rodzaje działalności powinny być być wskazane w ustawie jako dopuszczalne. Podobnie - magazynowanie energii czy inne działania, która mogą być wykonywane przez członków społeczności energetycznych. 11) Na gruncie tak sformułowanego przepisu, jeżeli wszedłby w życie, gmina nie mogłaby utworzyć spółki celowej, która wytwarzałaby energię w instalacji większej niż wskazane w przepisie – takie gminne osoby prawne także byłyby objęte dyspozycją normy. Możliwe byłoby, że sama spółdzielnia dysponowałaby instalacją większą – jednak tutaj pojawia się kwestia kontroli źródła wytwórczego. 12) Przepis pomija aktywność gmin w klastrach energii generując kolejne wątpliwości na gruncie obowiązkowego udziału JST / spółki komunalnej / jej spółki powiązanej w klastrze (od 2024 r.). 13) Przepis pomija działalność polegającą na wytwarzaniu energii cieplnej, chłodu jak i biogazu, biometanu, biogazu rolniczego – dotyczy bowiem tylko i wyłącznie energii elektrycznej. 14) Przepis pomija obywatelskie społeczności energetyczne, w których członkami mogą być gminy. Wskazanie ustawą, że gmina może prowadzić działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu energii w określonej instalacji w ramach spółdzielni energetycznej doprowadziłaby do wątpliwości odnoszących się do tego co w istocie leży w zakresie zadań gminy odnoszących się do zaopatrywania w	

			energię i ciepło. Zasadniczo bowiem gminy mogą podejmować działalność gospodarczą w sferze użyteczności publicznej albo poza nią w przypadkach wskazanych w ustawie. Określenie ustawowo możliwości wytwarzania energii ale w ograniczonym zakresie stanowiłoby przepis o którym mowa w art. 9 ust. 2 ustawy o samorządzie gminnym. Na tym tle nie byłoby jasne, czy i w jakim zakresie aktywność gminy lub innej osoby prawnej w spółdzielni energetycznej stanowi zadanie w sferze użyteczności publicznej. Brak analogicznego przepisu odnoszącego się do klastrów w których udział JST jest obligatoryjny (czy w odniesieniu do OZE i OSE OZE gdzie udział gminy jest możliwy) prowadziłby do wniosku, że w klastrze gminy nie mogą wytwarzać energii elektrycznej bo brak byłoby analogicznego zezwolenia w ustawie.		
406.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - uwaga o charakterze ogólnym	Fundacja Greenpeace Polska	Z uwagi na modyfikację przepisów dotyczących spółdzielni energetycznych w projekcie UD162 zasadne jest zwrócenie uwagi na pominięte w projekcie kwestie dotyczące szeroko rozumianych społeczności energetycznych, tj. klastrów energii, spółdzielni energetycznych oraz obywatelskich społeczności energetycznych, w tym tych działających w obszarze odnawialnych źródeł energii (OZE) z udziałem jednostek samorządu terytorialnego. Gminna energetyka obywatelska odgrywa kluczową rolę w procesie transformacji energetycznej. Dotychczasowe doświadczenia wskazują, że społeczności energetyczne powstają i funkcjonują efektywnie, gdy ich rozwój wspiera silny lider, np. jednostka samorządu terytorialnego. W Polsce istnieją już spółdzielnie energetyczne złożone z gmin i	Regulacja odpowiadająca na zdiagnozowane problemy gmin powinna być przemyślana pod kątem prawnych możliwości działania gminy i jej osób prawnych w sferze użyteczności publicznej lub poza nią na podstawie ustawy oraz modyfikować ustawę o OZE / ustawę o samorządzie gminnych / gospodarce komunalnej czy też - ustawę Prawo energetyczne. Rozwiązanie to powinno wystarczająco jasno przesądzać, że do zadań o charakterze użyteczności publicznej należy prowadzenie przez gminę lub gminną osobę prawną działalności w zakresie odpowiadającym ustawowemu przedmiotowi działalności spółdzielni energetycznej, o którym mowa w art. 2 pkt 33a ustawy o OZE, klastra energii, o którym mowa w art. 2 pkt 15a ustawy o OZE, lub obywatelskiej społeczności	Uwaga bezprzedmiotowa Przepis art. 8 ust. 10, dodający art. 38db, rządowego projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (numer druku sejmowego 1130) został wycofany z ww. projektu.

		ich jednostek organizacyjnych, a udział gminy w tego typu przedsięwzięciach nie tylko zwiększa ich wiarygodność, lecz także buduje akceptację społeczną dla energetyki rozproszonej. Zgodnie z art. 22 ust. 4 lit. h Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, państwa członkowskie zobowiązane są do ustanowienia ram prawnych sprzyjających rozwojowi społeczności energetycznych. Przepisy te powinny zapewniać m.in. wsparcie regulacyjne oraz pomoc w budowaniu potencjału administracyjnego, umożliwiającego władzom publicznym udział w tworzeniu i funkcjonowaniu społeczności energetycznych. Tymczasem na gruncie stosowania polskiego prawa pojawiają się problemy niektórych gmin w tworzeniu i uczestnictwie w społecznościach energetycznych, mimo, że w przypadku klastrow ich udział jest obligatoryjny a w przypadku obywatelskich społeczności energetycznych (w tym OZE) jest możliwy. Problemy te sprowadzają się między innymi do braku jednoznacznych regulacji dotyczących kwalifikacji działalności prowadzonej przez gminy w ramach społeczności energetycznych jako działalności o charakterze użyteczności publicznej. Problem ma praktyczny wymiar: są gminy, którym odmówiono wpisu do Rejestru Małych Wytwórców Energii w Instalacji Odnawialnego Źródła Energii (MIOZE) z uwagi na brak przymiotu strony w postępowania czy też dokonywano interpretacji, że brak odpowiednio jasnego	energetycznej, o którym mowa w art. 3 pkt 13f ustawy Prawo energetyczne jak również tworzenie i przystępowanie do ww. społeczności energetycznych. Przepis powinien obejmować wszelkie postaci działalności w ramach poszczególnych form energetyki obywatelskiej jak również różne postaci energii – nie tylko elektryczną.	

			przepisu ustawy uniemożliwia prowadzenie działalności oraz wystawianie faktur na rzecz innych członków danej społeczności. Nie są to problemy powszechne, gdyż w rejestrze MIOZE znajduje się kilka gmin, są także spółdzielnie złożone z gmin i gminnych osób prawnych bez problemów dokonujących sprzedaży wytworzonej energii w ramach spółdzielni, czy zawierających umowy PPA. Jednak popularyzacja spółdzielni energetycznych prowadzi do powstania potrzeby ustawowego uregulowania kwestii budzących wątpliwości interpretacyjne, w taki sposób, aby: - umożliwić gminom tworzenie i uczestnictwo we wszelkich form energetyki obywatelskiej (klastry, spółdzielnie energetyczne, OZE, OSE OZE); - jednoznacznie umożliwić gminom podejmowanie wszelkiej działalności dozwolonej dla członków danej społeczności energetycznej – a zatem również podejmowania działalności o charakterze działalności regulowanej na warunkach nie ograniczających ani nie dyskryminujących gmin na tle innym podmiotów prawa. - umożliwić gminom działanie nie tylko w obszarze energii elektrycznej ale i ciepła, chłodu czy gazu. Jest to o tyle istotne, że gminy mają jako jedyne potencjał, budowania trwałej akceptacji społecznej dla energetyki obywatelskiej, gminna własność instalacji wytwórczych decyduje o trwałości i ciągłości funkcjonowania społeczności energetycznych, a także daje gwarancję udziału w tych społecznościach także osobom fizycznym – mieszkańcom gminy – w szczególności tym dotkniętym ubóstwem	

		energetycznym, takich którzy samodzielnie nie mają możliwości na podjęcie działalności w obszarze kolektywnej energetyki obywatelskiej. Nieadekwatnym sposobem poradzenia sobie z ww. problemem była propozycja przepisu art. 8 ust. 10 projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD89) dodająca art. 38db ust. 1 przewidujący ograniczenia w zakresie wielkości instalacji w których gminy mogły wytwarzać energię elektryczną w spółdzielniach energetycznych. Propozycja ta, zamiast rozwiązywać wymienione na wstępie problemy w istocie tworzy ich więcej, prowadząc w istocie do zniechęcenia gmin do angażowania się w energetykę obywatelską oraz zamknięcia drogi do dążenia do osiągnięcia samowystarczalności energetycznej z OZE, co jest celem jaki Gminy winny osiągnąć w niedalekiej perspektywie czasowej, co zostaje wyjaśnione poniżej: 15) Gminna własność instalacji zapewnia spółdzielni trwałość. Brak możliwości wytwarzania energii w instalacjach większych niż wskazane przepisem utrudniłby a nawet – wykluczył sens tworzenia spółdzielni, które dzięki większej instalacji będącej własnością gminy lub gminnej osoby prawnej wytwarzałyby energię dla osób dotkniętych ubóstwem energetycznym czy też zagrożonych wykluczeniem społecznym - zapewne liczba gmin, które by się na to zdecydowały, nie mogąc decydować o źródle wytwórczym spółdzielni, byłaby mniejsza.		

			16) Przepis wprowadziłby nieuzasadnioną dyskryminację gmin i gminnych osób prawnych względem przedsiębiorców, którzy mogliby bez podobnych ograniczeń tworzyć spółdzielnie i wytwarzać w nich energię w oparciu o instalacje do wielkości zastrzeżonej ustawą o OZE, tj. 10 MW. Przepis doprowadziłby zatem do sytuacji w której możliwe byłoby tworzenie dużych otwartych na osoby fizyczne spółdzielni jako tworów czysto komercyjnych, ale nie takich opartych o gminy i ich zasoby. 17) Przepis dotyczy tylko i wyłącznie wytwarzania energii. Pomija taką działalność jak sprzedaż, obrót, magazynowanie którymi mogą się zajmować członkowie społeczności. Sprzedaż / obrót energią stanowią inną działalność niż wytwarzanie energii, a nie jest możliwe funkcjonowanie w spółdzielni energetycznej jako wytwórca energii bez jej sprzedawania spółdzielni lub nabywania od spółdzielni, oba rodzaje działalności powinny być być wskazane w ustawie jako dopuszczalne. Podobnie - magazynowanie energii czy inne działania, która mogą być wykonywane przez członków społeczności energetycznych. 18) Na gruncie tak sformułowanego przepisu, jeżeli wszedłby w życie, gmina nie mogłaby utworzyć spółki celowej, która wytwarzałaby energię w instalacji większej niż wskazane w przepisie – takie gminne osoby prawne także byłyby objęte dyspozycją normy. Możliwe byłoby, że sama spółdzielnia dysponowałaby instalacją większą – jednak tutaj pojawia się kwestia kontroli źródła wytwórczego. 19) Przepis pomija aktywność gmin w klastrach energii generując kolejne wątpliwości na gruncie obowiązkowego	

			udziału JST / spółki komunalnej / jej spółki powiązanej w klastrze (od 2024 r.). 20) Przepis pomija działalność polegającą na wytwarzaniu energii cieplnej, chłodu jak i biogazu, biometanu, biogazu rolniczego – dotyczy bowiem tylko i wyłącznie energii elektrycznej. 21) Przepis pomija obywatelskie społeczności energetyczne, w których członkami mogą być gminy. Wskazanie ustawą, że gmina może prowadzić działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu energii w określonej instalacji w ramach spółdzielni energetycznej doprowadziłaby do wątpliwości odnoszących się do tego co w istocie leży w zakresie zadań gminy odnoszących się do zaopatrywania w energię i ciepło. Zasadniczo bowiem gminy mogą podejmować działalność gospodarczą w sferze użyteczności publicznej albo poza nią w przypadkach wskazanych w ustawie. Określenie ustawowo możliwości wytwarzania energii ale w ograniczonym zakresie stanowiłoby przepis o którym mowa w art. 9 ust. 2 ustawy o samorządzie gminnym. Na tym tle nie byłoby jasne, czy i w jakim zakresie aktywność gminy lub innej osoby prawnej w spółdzielni energetycznej stanowi zadanie w sferze użyteczności publicznej. Brak analogicznego przepisu odnoszącego się do klastrow w których udział JST jest obligatoryjny (czy w odniesieniu do OZE i OSE OZE gdzie udział gminy jest możliwy) prowadziłby do wniosku, że w klastrze gminy nie mogą wytwarzać energii elektrycznej bo brak byłoby analogicznego zezwolenia w ustawie.		
407.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o	Związek Rewizyjny Spółdzielni Energetycznych,	Należy znieść obecne ograniczenia prawne, które pozwalają spółdzielniom energetycznym działać wyłącznie na terenach wiejskich lub miejsko-wiejskich		Uwaga wyjaśniona Przepisy umożliwiające tworzenie spółdzielni energetycznych również w

	odnawialnych źródłach energii - uwaga o charakterze ogólnym	Rozwojowych i Cyfrowych	maksymalnie trzech sąsiadujących gmin (Spółdzielnie energetyczne – nowy trend na rynku energetyki obywatelskiej Bank Ochrony Środowiska). Postulujemy dopuszczenie tworzenia spółdzielni również w gminach miejskich (obszarach miejskich), co umożliwi 23 milionom Polaków i Polek mieszkającym w miastach partycypację w transformacji energetycznej. Taka zmiana jest konieczna, gdyż dostosuje polskie przepisy do unijnych regulacji, które nie wymagają tak ścisłej bliskości geograficznej ani nie wykluczają obszarów miejskich (Poland - REC/CEC definitions - REScoop) (Poland - REC/CEC definitions - REScoop). Rozszerzenie zakresu terytorialnego usunie sztuczne bariery prawne, umożliwiając tworzenie spółdzielni np. na terenie całej aglomeracji miejskiej lub więcej niż trzech gmin, o ile zachowana zostanie lokalna kontrola nad społecznością energetyczną		gminach miejskich znajdują się już w Projekcie. Jednocześnie, do czasu wydania przez Komisję Europejską decyzji stwierdzającej zgodność z rynkiem wewnętrznym zastosowanie przepisów wspierających spółdzielnie energetyczne do gmin miejskich jest zawieszane.
408.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - uwaga o charakterze ogólnym	Związek Rewizyjny i Spółdzielni Energetycznych, Rozwojowych i Cyfrowych	Dostosowanie definicji spółdzielni do prawa UE: Polskie prawo powinno w pełni wdrożyć definicje społeczności energetycznych z dyrektywy OZE (RED II). Konieczne jest uwzględnienie zasad dobrowolnego i otwartego uczestnictwa, efektywnej kontroli przez członków oraz niezależności takich podmiotów. Obecne przepisy częściowo realizują te kryteria, ale brakuje m.in. wyraźnego wymogu autonomii spółdzielni i ograniczenia członkostwa do osób fizycznych, MŚP i samorządów lokalnych (jak przewiduje dyrektywa) (Poland - REC/CEC definitions - REScoop). Ujednolicenie definicji i zasad działania spółdzielni energetycznych z unijnymi regulacjami zapewni zgodność z RED II oraz zapobiegnie ewentualnym sporom prawnym. Już w ostatniej nowelizacji ustawy OZE z 2023 r. podjęto kroki w tym kierunku z uwagi na		Uwaga wyjaśniona Projekt zakłada wąską zmianę legislacyjną w obszarze spółdzielni energetycznych, polegającą na umożliwieniu ich funkcjonowania także na obszarach gmin miejskich. Ewentualne dalsze zmiany relacji prawa unijnego oraz krajowego stanowią przedmiot prac i analiz MKiŚ. Jednocześnie, do czasu wydania przez Komisję Europejską decyzji stwierdzającej zgodność z rynkiem wewnętrznym zastosowanie przepisów wspierających spółdzielnie energetyczne do gmin miejskich jest zawieszane.

			konieczność dostosowania polskich przepisów do dyrektywy RED II (Spółdzielnie energetyczne – nowy trend na rynku energetyki obywatelskiej Bank Ochrony Środowiska) (Spółdzielnie energetyczne - projekt zmian w prawie), jednak wymagane jest dalsze doprecyzowanie tych zapisów, aby w pełni oddawały intencje UE		
409.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - uwaga o charakterze ogólnym	Związek Rewizyjny Spółdzielni Energetycznych, Rozwojowych i Cyfrowych	Deregulacja obciążeń biurokratycznych - ułatwienia w zakładaniu i funkcjonowaniu spółdzielni: Należy uprościć procedury rejestracyjne i administracyjne. Obecnie założenie spółdzielni wymaga m.in. przygotowania statutu, wpisu do KRS oraz rejestracji w KOWR (Krajowym Ośrodku Wsparcia Rolnictwa) (Jak uzyskać dofinansowanie na spółdzielnie energetyczne? - Gramwzielone.pl). Rekomenduje się stworzenie jednoetapowego procesu rejestracji (np. za pośrednictwem jednego okienka lub platformy online), co ograniczy biurokrację dla obywateli zgodnie z trendem deregulacyjnym. Ponadto uproszczenia wymaga sprawozdawczość – planowane jest już wykorzystanie centralnego systemu informacji rynku energii do automatyzacji bilansowania i raportowania danych pomiarowych spółdzielni (Spółdzielnie energetyczne - projekt zmian w prawie). Należy wprowadzić te zmiany jak najszybciej i zapewnić ich czytelność dla potencjalnych założycieli. Jaśniejsze i prostsze prawo obniży próg wejścia, dzięki czemu więcej społeczności zdecyduje się na założenie własnej spółdzielni		Uwaga nieuwzględniona Propozycje przepisów w zakresie usprawnienia zakładania oraz funkcjonowania spółdzielni energetycznych zawarte zostały w rządowym projekcie ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (numer druku sejmowego 1130). Jednocześnie, dynamiczny wzrost liczby spółdzielni energetycznych, które uzyskały wpis w wykazie Dyrektora Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa, wskazuje na poprawność obecnych rozwiązań regulacyjnych.
410.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych	Związek Rewizyjny Spółdzielni Energetycznych, Rozwojowych i Cyfrowych	Stabilność i spójność regulacji: Rząd powinien zagwarantować stabilne otoczenie prawne dla spółdzielni energetycznych. Częste nowelizacje lub niejednoznaczność przepisów stanowią		Uwaga uwzględniona Wprowadzane zmiany legislacyjne podlegają szerokim konsultacjom, a zakres przedmiotowych zmian

	źródłach energii - uwaga o charakterze ogólnym		istotną barierę – obecnie wskazuje się na niejednoznaczność i zmienność przepisów jako czynnik zniechęcający do tworzenia spółdzielni . Postulatem jest opracowanie kompleksowej strategii rozwoju energetyki rozproszonej (w tym spółdzielni) i oparcie nowych regulacji o szerokie konsultacje społeczne, aby przepisy były przemyślane i długofalowe. Stabilne prawo zwiększy zaufanie obywateli i inwestorów do tej formy działalności		ograniczony jest do niezbędnego minimum. Należy również podkreślić, że główne cele przewidziane dla energetyki obywatelskiej określone zostały w Krajowym Planie na Rzecz Energii i Klimatu, który stanowi dokument strategiczny.
411.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - uwaga o charakterze ogólnym	Związek Rewizyjny Spółdzielni Energetycznych, Rozwojowych i Cyfrowych	Poszerzenie uprawnień i zakresu działalności: Warto rozważyć dopuszczenie spółdzielni do szerszego zakresu działań na rynku energii. Obecnie spółdzielnie mogą produkować energię (elektryczną, ciepłą) lub biogaz z OZE wyłącznie na potrzeby własne członków i nie mogą sprzedawać nadwyżek na zewnątrz (Spółdzielnie energetyczne – nowy trend na rynku energetyki obywatelskiej Bank Ochrony Środowiska). Taki zakaz ogranicza możliwości biznesowe i zniechęca do inwestowania w większe instalacje, które mogłyby wygenerować nadwyżki energii. Proponuje się wprowadzenie mechanizmu kontrolowanej sprzedaży nadwyżek – np. pozwolenie spółdzielni na odsprzedaż niezużytej energii do sieci lub innym odbiorcom po cenach hurtowych, pod warunkiem zachowania podstawowego celu niekomercyjnego. Dzięki temu spółdzielnie zwiększą swoje przychody (które mogą przeznaczać na rozwój infrastruktury), a jednocześnie dodatkowa zielona energia zasili krajowy system. Jednocześnie nadal obowiązywałaby zasada, że głównym celem spółdzielni jest zaspokajanie potrzeb członków, a nie działalność nastawiona na zysk – co		Uwaga nieuwzględniona Podstawą działalności spółdzielni energetycznych jest wytwarzanie energii elektrycznej lub biogazu, lub biogazu rolniczego, lub biometanu, lub ciepła w instalacjach odnawialnego źródła energii, obrót nimi lub ich magazynowanie, dokonywane w ramach działalności prowadzonej wyłącznie na rzecz tych spółdzielni oraz ich członków. Obecnie funkcjonujące przepisy dedykowane spółdzielniom energetycznym mają na celu zachęcanie do wykorzystania instalacji OZE dopasowanych wielkością do zużycia energii przez jej członków, zapewniając jednocześnie ustawowo określony poziom autokonsumpcji – obecnie 40% oraz 70% po 31 grudnia 2026 r.

			zapobieganie nadużyciom i zachowa charakter społecznościowy		
412.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - uwaga o charakterze ogólnym	Związek Rewizyjny Spółdzielni Energetycznych, Rozwojowych i Cyfrowych	Dotacje inwestycyjne i fundusze unijne: Kluczowe jest zapewnienie bezzwrotnych form wsparcia na uruchomienie instalacji OZE i infrastruktury dla spółdzielni. Rekomenduje się kontynuację i rozszerzenie programów dotacyjnych, takich jak rządowy program Energia dla Wsi , z którego korzystać mogą rolnicy, powstające spółdzielnie energetyczne oraz istniejące spółdzielnie . Program ten ukierunkowany jest na zwiększenie wykorzystania OZE na terenach wiejskich i powinien być zwiększony budżetowo oraz ewentualnie poszerzony o komponent miejski (np. „Energia dla Miast”) wspierający inicjatywy spółdzielcze w miastach. Źródłem finansowania dotacji mogą być środki krajowe (NFOŚiGW) oraz europejskie – Krajowy Plan Odbudowy i fundusze strukturalne UE przewidują pulę środków na energetykę obywatelską . Należy zadbać, by te fundusze były łatwo dostępne dla społeczności lokalnych (prostota naboru, wsparcie w przygotowaniu wniosków). Bezpośrednie dofinansowanie sięgające znaczącej części kosztów (np. 50–65% kosztów inwestycji) obniży bariery finansowe i zachęci do realizacji projektów OZE przez spółdzielnie		Uwaga wyjaśniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu. Koszty inwestycyjne stanowią niejednokrotnie barierę dla realizacji projektów z dziedziny energetyki obywatelskiej. Dlatego też, m.in. w ramach KPO realizowana jest Inwestycja B2.2.2/G1.1.2 Instalacje OZE realizowane przez społeczności energetyczne. Celem Inwestycji jest rozwój lokalnych odnawialnych źródeł energii realizowanych przez społeczności energetyczne (w tym klastry energii, spółdzielnie energetyczne oraz inne społeczności energetyczne wynikające z wdrożenia Dyrektywy RED II), grupowo działających prosumentów (prosument zbiorowy i wirtualny) ze szczególnym uwzględnieniem roli JST (w szczególności gminy i związki gmin) tworzących tego typu lokalne społeczności energetyczne. Inwestycja powinna przyczynić się do bardziej zrównoważonego rozwoju energetyki odnawialnej na szczeblu lokalnym, w szczególności lepszego planowania rozwoju OZE oraz dostosowania tego procesu do lokalnych uwarunkowań oraz potrzeb. Jednocześnie, obecnie otwarty jest II nabór wniosków w programie „Energia dla wsi”. Wnioski należy składać w terminie od 03.02.2025 r. –

					19.12.2025 r. lub do wyczerpania alokacji środków.
413.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - uwaga o charakterze ogólnym	Związek Rewizyjny Spółdzielni Energetycznych, Rozwojowych i Cyfrowych	Ulgi podatkowe i opłatowe: Utrzymanie i rozszerzenie ulg fiskalnych zwiększy opłacalność działania spółdzielni. Obecnie spółdzielnie energetyczne mogą korzystać ze zwolnienia z podatku CIT od dochodów uzyskanych z wytwarzania energii z OZE . Warto utrzymać to zwolnienie na stałe, a także rozważyć ulgi w podatku od nieruchomości dla instalacji OZE należących do spółdzielni lub jej członków (niektóre gminy już stosują obniżki tego podatku). Dodatkowo, członkowie spółdzielni powinni nadal korzystać ze zwolnienia z opłat dystrybucyjnych, opłaty mocowej, OZE i kogeneracyjnej przy rozliczaniu energii ze spółdzielni – ulga ta znacząco obniża rachunki i czyni udział w spółdzielni atrakcyjniejszym cenowo, co przekłada się na zainteresowanie obywatelską energetyką. Rozważenia wymaga także ulga podatkowa dla osób fizycznych inwestujących w spółdzielnię (np. możliwość odliczenia od dochodu wkładów na poczet instalacji). Dzięki preferencjom podatkowym większa część przychodów spółdzielni pozostanie w lokalnej społeczności, co przyspieszy zwrot z inwestycji dla członków		Uwaga nieuwzględniona Projekt ustawy nie wprowadza zmian w postaci zniesienia zwolnień z opłaty dystrybucyjnych, opłaty mocowej, OZE i kogeneracyjnej przy rozliczaniu energii ze spółdzielni. Jednocześnie, kwestia ulga podatkowa dla osób fizycznych inwestujących w spółdzielnię jest spoza zakresu przedmiotowego projektu.
414.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - uwaga o charakterze ogólnym	Związek Rewizyjny Spółdzielni Energetycznych, Rozwojowych i Cyfrowych	Preferencyjne kredyty i pożyczki: Poza dotacjami, potrzebne są mechanizmy taniego finansowania dłużnego. Rząd wraz z instytucjami takimi jak BGK czy NFOŚiGW powinien uruchomić linie niskooprocentowanych kredytów lub pożyczek dla spółdzielni energetycznych. Mogą one funkcjonować podobnie do kredytów na efektywność energetyczną, z długim okresem spłaty i możliwą karencją. Banki (np. BOŚ Bank) już sygnalizują		Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu.

			zainteresowanie finansowaniem inwestycji OZE w spółdzielniach, zwłaszcza w kontekście środków z KPO (Spółdzielnie energetyczne). Ważne jest ustanowienie państwowych gwarancji kredytowych lub funduszu poręczeń – tak, aby nawet nowe, niedoświadczone spółdzielnie bez historii kredytowej mogły uzyskać finansowanie. Preferencyjne finansowanie dłużne ułatwi pokrycie wkładu własnego do dotacji oraz sfinansuje część kosztów, które nie są objęte bezzwrotnym wsparciem.		
415.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - uwaga o charakterze ogólnym	Związek Rewizyjny Spółdzielni Energetycznych, Rozwojowych i Cyfrowych	Mechanizmy wynagradzania za nadwyżki i usługi systemowe: W obecnym modelu spółdzielnie energetyczne wykorzystują nadwyżki produkcji jako wirtualny magazyn – mogą odebrać z sieci niewykorzystaną energię w innym czasie, rozliczając się w systemie opustów (net-meteringu) w proporcji 1:0,6. Postuluje się utrzymanie tego systemu co najmniej do czasu upowszechnienia magazynów energii, a nawet poprawę warunków rozliczeń (np. rozliczanie 1:0,8 dla spółdzielni szczególnie efektywnie bilansujących popyt i podaż). Dodatkowo, warto rozważyć wprowadzenie zachęt za usługi elastyczności świadczone przez spółdzielnie – jeżeli lokalna społeczność poprzez sterowanie popytem lub magazyny odciąża sieć w szczycie, mogłaby otrzymywać wynagrodzenie od operatora (mechanizm DSR na poziomie lokalnym). To stworzyłoby nowy strumień przychodów i zwiększyło opłacalność kooperatyw energetycznych.		Uwaga nieuwzględniona Nie są planowane obecnie zmiany w zakresie zmiany stosunku ilościowego rozliczeń energii elektrycznej w spółdzielniach energetycznych. Jednocześnie, MKiŚ stale monitoruje kwestie rozwoju spółdzielni energetycznych, a ewentualne konieczne zmiany legislacyjne stanowiąc będą przedmiot kolejnych projektów regulacyjnych. .
416.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - uwaga o	Związek Rewizyjny Spółdzielni Energetycznych, Rozwojowych i Cyfrowych	Wsparcie początkowe i doradcze: Niezbędne jest finansowanie działań przygotowawczych i szkoleniowych. Proponuje się ustanowienie grantów na przygotowanie projektów spółdzielni – środki na opracowanie studium wykonalności, analizę potencjału OZE,		Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu.

	charakterze ogólnym		pomoc prawną przy zakładaniu spółdzielni. Takie minigranty (np. do 100 tys. zł) pozwoliłyby grupom inicjatywnym skorzystać z profesjonalnego doradztwa bez ponoszenia dużych kosztów z własnej kieszeni. Równolegle, agencje rządowe i fundusze ekologiczne powinny oferować bezpłatne doradztwo dla istniejących spółdzielni (np. w zakresie optymalizacji pracy instalacji, rozliczeń prawnych, księgowości spółdzielni). Już teraz Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) oraz Polska Agencja Rozwoju Przedsiębiorczości sygnalizują możliwość takiego wsparcia doradczego, więc należy je sformalizować i rozbudować. Dzięki temu społeczności otrzymają nie tylko środki finansowe, ale i know-how, co zwiększy szansę powodzenia ich inicjatyw.		
417.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - uwaga o charakterze ogólnym	Związek Rewizyjny Spółdzielni Energetycznych, Rozwojowych i Cyfrowych	Priorytet przy przyłączaniu OZE spółdzielni do sieci: Operatorzy systemu dystrybucyjnego (OSD) powinni mieć obowiązek ułatwiania przyłączeń instalacji należących do spółdzielni. Wprowadzone już zmiany w Prawie energetycznym idą w tym kierunku – przedsiębiorstwo energetyczne nie może odmówić wydania warunków przyłączenia źródła OZE wytwarzającego energię dla spółdzielni energetycznej, jeśli spełnione są określone warunki (m.in. moc instalacji dostosowana do zapotrzebowania członków i zapewnione bilansowanie godzinowe) (Spółdzielnie energetyczne - projekt zmian w prawie). Należy dopilnować realizacji tych przepisów w praktyce: OSD powinni przetwarzać wnioski spółdzielni priorytetowo i współpracować przy optymalnym włączeniu nowych źródeł. Dodatkowo rekomenduje się skrócenie procedur – np. uproszczone warunki przyłączenia dla mikroinstalacji w		Uwaga nieuwzględniona Zgodnie z przedstawionym stanowiskiem uwagodawcy, przedsiębiorstwo energetyczne nie może odmówić wydania warunków przyłączenia źródła OZE wytwarzającego energię dla spółdzielni energetycznej, jeśli spełnione są określone w art. 7 ust. 8d¹⁴ warunki. Należy również zaznaczyć, że w ramach ustawy z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2024 poz. 1847) poprzez dodanie art. 7. ust. 8g pkt 7 skrócony został, do 45 dni, termin wydania warunków przyłączenia przez przedsiębiorstwo energetyczne dla podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do

			ramach spółdzielni czy zwolnienie z niektórych opłat za przyłączenie. Takie preferencje znacznie przyspieszą rozwój lokalnych źródeł, usuwając jedną z głównych barier zgłaszanych przez społeczność (trudności z przyłączeniem spółdzielni do sieci).		sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej zainstalowanej na budynku instalacji OZE o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW wykorzystującej do wytwarzania energii energię promieniowania słonecznego.
418.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - uwaga o charakterze ogólnym	Związek Rewizyjny Spółdzielni Energetycznych, Rozwojowych i Cyfrowych	Inwestycje w infrastrukturę sieciową i modernizację lokalnych sieci: Aby integracja nowych rozproszonych źródeł przebiegała sprawnie, konieczne są nakłady na wzmocnienie sieci niskiego i średniego napięcia. Rząd wraz z operatorem systemu przesyłowego powinien identyfikować obszary o dużym potencjale tworzenia spółdzielni (np. gminy zainteresowane OZE) i kierować tam inwestycje w transformatory, linie i systemy automatyki sieciowej. Część środków z funduszy modernizacyjnych i unijnych warto przeznaczyć na rozwój inteligentnej sieci (smart grid) na poziomie lokalnym. Nowoczesna infrastruktura pozwoli na dwukierunkowy przepływ energii i lokalne bilansowanie produkcji z konsumpcją w ramach spółdzielni, bez przeciążania głównej sieci. Dodatkowo, rozbudowa sieci stworzy przestrzeń do podłączania kolejnych instalacji – obecnie centralizacja systemu i ograniczona przepustowość sieci stanowią barierę, dlatego jej usunięcie poprzez inwestycje jest warunkiem skalowania energetyki obywatelskiej.		Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu. Jednocześnie, zmiany legislacyjne w obszarze sieci elektroenergetycznych procedowane są obecnie w ramach projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, o numerze w wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów UC84.
419.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - uwaga o	Związek Rewizyjny Spółdzielni Energetycznych, Rozwojowych i Cyfrowych	Mechanizmy bilansowania i rozliczeń wspierające lokalną konsumpcję: Regulacje powinny zachęcać spółdzielnie do maksymalnego wykorzystania energii na miejscu. Dobrym kierunkiem jest wprowadzenie bilansowania godzinowego produkcji i zużycia w spółdzielni – co już zaplanowano w nowych przepisach		Uwaga nieuwzględniona Produkcja oraz zużycie energii elektrycznej wewnątrz spółdzielni energetycznej rozliczane są godzinowo.

	charakterze ogólnym		(Spółdzielnie energetyczne - projekt zmian w prawie). Umożliwia to członkom spółdzielni „dzielenie się” energią niemal w czasie rzeczywistym, a ewentualne nadwyżki przekazywane do sieci mogą być później odebrane. Postuluje się także uproszczenie rozliczeń – np. poprzez model jednego sprzedawcy energii obsługującego całą spółdzielnię na podstawie umów kompleksowych. Taki sprzedawca bilansowałby energię spółdzielni wobec sieci, co zmniejsza obciążenia administracyjne po stronie samych spółdzielców. Równolegle, wdrożenie centralnej platformy pomiarowej (jak wspomniany system informacji rynku energii) zapewni automatyczne udostępnianie danych o produkcji/zużyciu i ułatwi precyzyjne rozliczenia. Te rozwiązania zdejmują z lokalnych społeczności ciężar skomplikowanych kalkulacji i gwarantują, że każdy członek otrzyma sprawiedliwy udział energii oraz oszczędności.		Relacje i sposób rozliczeń pomiędzy sprzedawcą a spółdzielnią energetyczną określone są w umowie kompleksowej, która zgodnie z art. 38da ust 2 pkt 2 ustawy OZE zawiera: a) zasady i terminy informowania przez spółdzielnię energetyczną o zmianach w liczbie członków spółdzielni lub zmianach w zakresie punktów poboru energii należących do poszczególnych członków danej spółdzielni energetycznej, b) zasady rozliczeń z poszczególnymi członkami spółdzielni energetycznej, w zakresie nieuregulowanym w przepisach wydanych na podstawie art. 38c ust. 14, c) sposób i warunki udostępniania spółdzielni energetycznej i poszczególnym członkom tej spółdzielni danych pomiarowych, w tym zakres i format tych danych, d) prawa i obowiązki sprzedawcy, spółdzielni energetycznej oraz jej członków w zakresie stosowania rozliczenia, o którym mowa w art. 38c ust. 3, a także udostępniania lub przekazywania informacji wynikających z ustawy.
420.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - uwaga o charakterze ogólnym	Związek Rewizyjny Spółdzielni Energetycznych, Rozwojowych i Cyfrowych	Integracja magazynów energii i nowych technologii: Ułatwienie przyłączania i użytkowania magazynów energii przez spółdzielnie znacząco zwiększy ich integrację z systemem. Proponuje się wprowadzenie jasnych regulacji pozwalających spółdzielniom na instalowanie wspólnych magazynów (np. baterii litowo-jonowych) przy zachowaniu dotychczasowych ulg i rozliczeń za energię. Magazyny mogą wspomóc sieć, redukując szczytowe oddawanie energii do systemu i zapewniając zasilanie, gdy OZE nie		Uwaga nieuwzględniona Magazynowanie energii stanowi integralną część podstawy działania spółdzielni energetycznych, co zostało ujęte w samej ich definicji. W szczególności, magazyny energii elektrycznej niezbędne będą do zapewnienia minimalnego poziomu autokonsumpcji określonego w ramach ustawy OZE. Wobec przewidzianego systemu upustów, nie

			generują – powinny więc być traktowane jako aktywo zwiększające bezpieczeństwo energetyczne lokalnie i krajowo. Ponadto spółdzielnie powinny mieć możliwość korzystania z wirtualnych magazynów (jak obecny system opustów) oraz uczestniczenia w programach DSR (dobrowolnej redukcji poboru) na równi z innymi podmiotami. Im bardziej elastyczny będzie ich model działania, tym lepiej wpasują się w krajowy system elektroenergetyczny, działając jak rozproszone, sterowalne jednostki wytwórczo-konsumenckie.		przewiduje się obecnie zmian w ww. zakresie.
421.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - uwaga o charakterze ogólnym	Związek Rewizyjny Spółdzielni Energetycznych, Rozwojowych i Cyfrowych	Wsparcie operatorów i koordynacja lokalna: Zaleca się ustanowienie punktów kontaktowych u każdego OSD dedykowanych współpracy ze spółdzielniami energetycznymi. Specjalni doradcy techniczni mogliby pomagać w przeprowadzeniu procesu przyłączenia, doradzać optymalne punkty wpięcia do sieci, a także koordynować działania wielu spółdzielni na obszarze jednego operatora. Takie proaktywne podejście operatorów zwiększy zaufanie i ograniczy konflikty. Dodatkowo, warto umożliwić samorządom lokalnym udział w planowaniu rozwoju sieci – np. poprzez konsultacje planów inwestycyjnych OSD z gminami planującymi projekty OZE. Lepsza koordynacja sprawi, że integracja nowych źródeł będzie przebiegać płynnie i z korzyścią zarówno dla społeczności lokalnej, jak i dla stabilności sieci.		Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu.
422.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - uwaga o	Związek Rewizyjny Spółdzielni Energetycznych, Rozwojowych i Cyfrowych	Ogólnopolskie kampanie informacyjne: Niezbędne jest zwiększenie świadomości społeczeństwa na temat korzyści płynących ze spółdzielni energetycznych. Rząd we współpracy z organizacjami pozarządowymi powinien przeprowadzić kampanie (w mediach tradycyjnych i społecznościowych) promujące koncepcję		Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu. Przedstawiona uwaga nie zawiera propozycji legislacyjnych.

	charakterze ogólnym		energetyki obywatelskiej. Kampanie te powinny tłumaczyć, czym jest spółdzielnia energetyczna, jakie daje profity (niższe rachunki, niezależność energetyczna, czystsze powietrze) oraz prostować mity. Ważnym elementem powinno być ukazanie, że członkostwo w spółdzielni nie wymaga specjalistycznej wiedzy technicznej ani ogromnych nakładów – wystarczy chęć współpracy z sąsiadami. Podobne działania informacyjne przyczyniły się do wysokiej świadomości ekologicznej i zaangażowania lokalnych społeczności w krajach takich jak Dania, Niemcy czy Holandia. Polska powinna skorzystać z tych wzorców, aby wykreować modę na spółdzielnie energetyczne jako element nowoczesnego, odpowiedzialnego stylu życia.		Jednocześnie, Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa aktywnie wspiera oraz promuje funkcjonowanie spółdzielni energetycznych. W ramach ww. działalności przeprowadzony został projekt pn. „Rozwój obszarów wiejskich poprzez odnawialne źródła energii - RENALDO”, w wyniku którego opracowany został kalkulator do wyliczeń techniczno – finansowych oraz podręcznik pn. „Jak założyć i prowadzić Spółdzielnię Energetyczną?”.
423.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - uwaga o charakterze ogólnym	Związek Rewizyjny Spółdzielni Energetycznych, Rozwojowych i Cyfrowych	Prezentacja dobrych praktyk i pilotaży: Społeczeństwo najłatwiej przekonać poprzez pokazanie działających przykładów. Dlatego rekomenduje się stworzenie programu pilotażowego – kilku wzorcowych spółdzielni energetycznych (zarówno w gminie wiejskiej, jak i w miejskiej), które odniosły sukces. Historie tych przedsięwzięć powinny zostać nagłośnione: jak powstały, ilu mają członków, jakie instalacje zbudowano i jakie oszczędności/korzyści uzyskano. Istniejące już spółdzielnie (np. pierwsza zarejestrowana w 2021 r. czy kolejne, których liczba ostatnio szybko rośnie) mogą służyć jako przykład – warto upowszechniać informacje o ich działalności na portalach branżowych i w mediach lokalnych. Pokazanie, że „to działa” pomoże przełamać nieufność. Dodatkowo, organizowanie wizyt studyjnych – gdzie zainteresowani mieszkańcy jednej gminy odwiedzają działającą spółdzielnię w innej – pozwoli		Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu. Przedstawiona uwaga nie zawiera propozycji legislacyjnych.

			na bezpośrednią wymianę doświadczeń i zainspiruje do działania.		
424.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - uwaga o charakterze ogólnym	Związek Rewizyjny Spółdzielni Energetycznych, Rozwojowych i Cyfrowych	Szkolenia i wsparcie merytoryczne lokalnych liderów: Kluczową rolę w inicjowaniu spółdzielni odgrywają lokalni liderzy – wójtowie, burmistrzowie, aktywiści, sołtysi czy po prostu zaangażowani obywatele. Należy przygotować dla nich programy szkoleniowe obejmujące aspekty prawne, finansowe i techniczne tworzenia spółdzielni. Mogą to być warsztaty organizowane regionalnie (np. przez wojewódzkie fundusze ochrony środowiska lub agencje energetyczne) oraz webinaria dostępne online. Poza wiedzą teoretyczną, ważne jest dostarczenie materiałów praktycznych: wzorcowego statutu spółdzielni, listy kroków „krok po kroku”, wskazówek jak wypełnić wnioski o dotacje itp. Im bardziej kompetentni będą lokalni inicjatorzy, tym łatwiej zdobędą zaufanie reszty społeczności i poprowadzą projekt do sukcesu. Warto również szkolić pracowników samorządowych, aby potrafili oni wspierać mieszkańców w takich oddolnych inicjatywach.		Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu. Przedstawiona uwaga nie zawiera propozycji legislacyjnych.
425.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - uwaga o charakterze ogólnym	Związek Rewizyjny Spółdzielni Energetycznych, Rozwojowych i Cyfrowych	Integracja tematu spółdzielni w edukacji formalnej: Długofalowo, elementy związane z energetyką obywatelską powinny pojawić się w programach nauczania. W szkołach średnich (np. na lekcjach geografii, WOS-u czy podstaw przedsiębiorczości) można omawiać przykłady społeczności energetycznych , uświadamiając młodzież w zakresie wyzwań klimatycznych i sposobów na ich lokalne rozwiązywanie. Uczelnie techniczne i ekonomiczne mogłyby oferować specjalistyczne kursy lub projekty studenckie związane z modelami biznesowymi spółdzielni energetycznych, planowaniem lokalnych mikro-sieci itp.		Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu.

			Dzięki temu nowe pokolenie wejdzie w dorosłość z wiedzą o tym, że istnieje alternatywa wobec scentralizowanej energetyki, co może zaowocować świeżymi pomysłami i większą liczbą inicjatyw oddolnych		
426.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - uwaga o charakterze ogólnym	Związek Rewizyjny Spółdzielni Energetycznych, Rozwojowych i Cyfrowych	Promocja poprzez samorządy i społeczności lokalne: Warto zachęcać gminy do roli ambasadorów spółdzielczości energetycznej. Samorządy mogą inicjować spotkania informacyjne dla mieszkańców, na których przedstawiać ideę spółdzielni i zaproszą do dyskusji nad potencjalnymi projektami (np. wspólną farmą fotowoltaiczną na terenie gminy). Gminy, które już są członkami spółdzielni, powinny dzielić się swoimi doświadczeniami z innymi (np. na łamach pism samorządowych czy podczas zjazdów). Dobrze sprawdzi się też współpraca z lokalnymi autorytetami – jeśli proboszcz, kierownik szkoły czy znany przedsiębiorca w miejscowości poprze pomysł spółdzielni, mieszkańcy chętniej się w niego zaangażują. Budowanie oddolnego poparcia poprzez istniejące więzi społeczne pomoże przełamać nieufność i negatywne postrzeganie spółdzielczości , które dziś bywa hamulcem. Jasne pokazanie, że spółdzielnia to wspólne dobro lokalne, a nie „komuna” czy zagrożenie, jest zadaniem dla liderów opinii na poziomie każdej społeczności		Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu. Przedstawiona uwaga nie zawiera propozycji legislacyjnych.
427.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - uwaga o charakterze ogólnym	Związek Rewizyjny Spółdzielni Energetycznych, Rozwojowych i Cyfrowych	Bariera: scentralizowany model rynku energii. Polski system elektroenergetyczny cechuje się wysoką centralizacją – dominują duże koncerny i scentralizowana dystrybucja, co utrudnia funkcjonowanie małych, lokalnych podmiotów. Centralizacja systemu i wynikający z niej brak elastyczności stanowią jedną z największych przeszkód dla spółdzielni. Rekomendacja: wprowadzić reformy promujące energetykę rozproszoną .		Uwaga nieuwzględniona Ministerstwo Klimatu i Środowiska na bieżąco monitoruje sytuację społeczności energetycznych oraz projektuje wspierające ich rozwój zmiany legislacyjne. Należy podkreślić, że zawarty w przedmiotowym projekcie przepis umożliwiający tworzenie spółdzielni

			Omówione wyżej zmiany prawne (punkt 1) i techniczne (punkt 3) – takie jak ułatwienia przyłączeń, lokalne bilansowanie czy zachęty do DSR – pomogą „otworzyć” zmonopolizowany rynek. Dodatkowo, należy wzmocnić rolę klastrów energii i obywatelskich społeczności energetycznych, które wraz ze spółdzielniami tworzą oddolną konkurencję dla tradycyjnych modeli. Krok po kroku, większa obecność lokalnych wytwórców wymusi transformację systemu w kierunku bardziej zdecentralizowanego, co sprzyjać będzie dalszemu rozwojowi spółdzielni		energetycznych na obszarach gmin miejskich promuje rozwój energetyki rozproszonej. Zmiany w zakresie decentralizacji rynku energii wymagają szerokich analiz i zmian prawnych, które nie są przedmiotem projektu.
428.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - uwaga o charakterze ogólnym	Związek Rewizyjny Spółdzielni Energetycznych, Rozwojowych i Cyfrowych	Bariera: ograniczenia infrastrukturalne i trudności z przyłączeniem. Wielu potencjalnych spółdzielców zniechęcają problemy z podłączeniem instalacji do sieci – OSD nierzadko odmawiają przyłączeń z powodu braków mocy przyłączeniowej lub przeciążenia lokalnej sieci. Bez zapewnienia fizycznej możliwości wpięcia nowych źródeł, idea energetyki obywatelskiej upada. Rekomendacja: priorytetyzacja przyłączeń spółdzielczych (co już uwzględniono w przepisach, zabraniając bezpodstawnej odmowy przyłączenia przez OSD) oraz inwestycje w sieć (zgodnie z postulatem 3). W krótkim terminie można rozważyć mechanizm rezerwacji mocy przyłączeniowych dla spółdzielni – np. pewien procent dostępnej mocy w stacji transformatorowej mógłby być zarezerwowany dla inicjatyw obywatelskich. W dłuższym terminie konieczna jest modernizacja infrastruktury. Warto także uprościć formalności – np. standaryzować wymagania techniczne dla instalacji spółdzielni, aby OSD nie stawiały nadmiernych warunków. Te działania zniwelują barierę infrastrukturalną, pozwalając społecznościom skupić się na		Uwaga nieuwzględniona Zgodnie z przedstawionym stanowiskiem uwagodawcy, przedsiębiorstwo energetyczne nie może odmówić wydania warunków przyłączenia źródła OZE wytwarzającego energię dla spółdzielni energetycznej, jeśli spełnione są określone w art. 7 ust. 8d¹⁴ warunki. Jednocześnie, zmiany legislacyjne w obszarze sieci elektroenergetycznych procedowane są obecnie w ramach projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, o numerze w wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów UC84.

			projekcie bez obawy, że utknie on na etapie podłączenia do sieci		
429.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - uwaga o charakterze ogólnym	Związek Rewizyjny Spółdzielni Energetycznych, Rozwojowych i Cyfrowych	Bariera: niejasne i niestabilne przepisy. Jak wcześniej wspomniano, częste zmiany prawa i niepełna transpozycja norm unijnych powodują niepewność. Przykładowo, przez długi czas brakowało pełnego wdrożenia dyrektywy RED II, co opóźniło rozwój społeczności energetycznych, a w innych obszarach (np. agrifotowoltaika) wciąż panuje prawna próżnia (Spółdzielnie energetyczne - projekt zmian w prawie). Rekomendacja: kompleksowe uregulowanie statusu spółdzielni i pokrewnych form (klastry, społeczności obywatelskie) w jednym akcie prawnym lub pakiecie ustaw, co da inwestorom jasność co do zasad. Niezbędne jest też utrzymanie nowych przepisów w mocy przez dłuższy czas – planowane zmiany należy komunikować z wyprzedzeniem i przeprowadzać rzadziej, za to porządnie. Stała współpraca Ministerstwa Klimatu i środowiska z organizacjami branżowymi (np. Krajową Radą Spółdzielczą, Instytutem na rzecz Ekorozwoju itp.) pozwoli wypracować konsensus co do potrzebnych korekt prawa, tak by eliminować bariery na bieżąco, lecz bez rewolucyjnych zwrotów utrudniających działalność		Uwaga nieuwzględniona MKiŚ na bieżąco monitoruje i analizuje sytuację społeczności energetycznych. Ewentualne konieczne zmiany legislacyjne stanowić będą przedmiot kolejnych prac legislacyjnych.
430.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - uwaga o charakterze ogólnym	Związek Rewizyjny Spółdzielni Energetycznych, Rozwojowych i Cyfrowych	Bariera: bariery lokalizacyjne i środowiskowe (np. 10H). Niektóre ograniczenia wynikające z innych ustaw hamują inwestycje OZE, które mogłyby zasilać spółdzielnie. Najbardziej znanym przykładem jest restrykcyjna reguła 10H , uniemożliwiająca budowę turbin wiatrowych w pobliżu zabudowań – blokowała ona rozwój energetyki wiatrowej na lądzie, w tym projektów spółdzielczych. Choć w 2023 r. podjęto próby liberalizacji tej zasady, wciąż stanowi		Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu. Jednocześnie, zmiany w zakresie reguły 10h znajdują się w rządowym projekcie ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (numer druku sejmowego 1130).

			ona istotne ograniczenie (Spółdzielnie energetyczne - projekt zmian w prawie). Innym przykładem jest brak uregulowań dla agrovoltiki (łączenia paneli PV z uprawami rolnymi) (Spółdzielnie energetyczne - projekt zmian w prawie) czy czasochłonne procedury środowiskowe dla biogazowni. Rekomendacja: usunąć lub złagodzić te bariery poprzez nowelizacje odpowiednich przepisów – np. dalsza liberalizacja ustawy odległościowej (10H) tak, by społeczności lokalne mogły decydować o lokalizacji turbin w drodze porozumień i planów zagospodarowania. Wprowadzić przepisy dla agrofotowoltaiki, klarujące status takich instalacji i zapewniające im wsparcie. Usprawnić procedury oceny oddziaływania na środowisko dla małych instalacji OZE (np. biogazowni rolniczych), aby nie trwały one latami. Dzięki temu wachlarz technologii dostępnych dla spółdzielni poszerzy się – będą one mogły realizować projekty wiatrowe czy łączyć produkcję energii z działalnością rolną, co teraz jest utrudnione		
431.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - uwaga o charakterze ogólnym	Związek Rewizyjny Spółdzielni Energetycznych, Rozwojowych i Cyfrowych	Bariera: ograniczony kapitał i dostęp do finansowania. Nawet przy dotacjach, zebranie środków na wkład własny bywa dla społeczności wyzwaniem. Ponadto banki komercyjne podchodzą ostrożnie do nowych podmiotów bez historii. Rekomendacja: opisane w punkcie 2 mechanizmy wsparcia finansowego (dotacje, pożyczki, gwarancje) są kluczowe – należy zagwarantować ich realizację. Dodatkowo, można promować model udziałowy – umożliwić spółdzielniom emisję udziałów lub obligacji społecznych, które mogłyby nabywać osoby spoza spółdzielni chcące wesprzeć zielone inicjatywy (crowdfunding udziałowy). Wsparciem mogłyby być też fundusze inwestujące w energetykę rozproszoną,		Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu. Przedstawiona uwaga nie zawiera propozycji legislacyjnych. Możliwe formy finansowania społeczności energetycznych przedstawione zostały w stanowiskach w ramach poprzednich zgłoszonych uwag.

			współfinansujące projekty spółdzielcze z oczekiwaniem umiarkowanego zysku. Z czasem, gdy spółdzielni przybędzie i udowodnią swoją wiarygodność, dostęp do kapitału ulegnie poprawie – na razie jednak konieczna jest rola państwa jako katalizatora finansowego		
432.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - uwaga o charakterze ogólnym	Związek Rewizyjny Spółdzielni Energetycznych, Rozwojowych i Cyfrowych	Bariera: brak wiedzy i kadr. Jak podkreślono, niedobór technicznych i administracyjnych kompetencji lokalnie utrudnia inicjowanie spółdzielni. Nie każda społeczność ma „gotowego” eksperta od energetyki czy prawa spółdzielczego. Rekomendacja: wprowadzenie programów szkoleniowych i doradczych (opisanych w punkcie 4) wypełni tę lukę. W krótkim czasie można też ustanowić mobilne zespoły eksperckie – grupy specjalistów (np. energetyk, prawnik, finansista), którzy na prośbę gminy przyjadą i pomogą na miejscu zorganizować proces tworzenia spółdzielni. Taka „pierwsza pomoc” ekspercka od początku do rejestracji spółdzielni byłaby ogromnym ułatwieniem. Równolegle należy rozwijać materiały edukacyjne dostępne online – poradniki, kalkulatory opłacalności, fora wymiany doświadczeń między spółdzielniami. Im łatwiejszy dostęp do wiedzy, tym szybciej zniknie bariera kompetencyjna		Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu. Przedstawiona uwaga nie zawiera propozycji legislacyjnych.
433.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - uwaga o charakterze ogólnym	Związek Rewizyjny Spółdzielni Energetycznych, Rozwojowych i Cyfrowych	Bariera: sceptycyzm społeczny i wizerunek spółdzielczości. W niektórych środowiskach pokutuje historycznie uwarunkowana nieufność wobec spółdzielni (skojarzenia z czasami PRL) lub obawa przed wspólnym inwestowaniem pieniędzy. Negatywne postrzeganie działalności spółdzielczej faktycznie zniechęca część potencjalnych uczestników. Rekomendacja: intensywna kampania informacyjna i promocyjna (punkt 4) mająca na celu zmianę wizerunku spółdzielni. Trzeba akcentować, że		Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu. Przedstawiona uwaga nie zawiera propozycji legislacyjnych.

			nowoczesne spółdzielnie energetyczne to podmioty demokratyczne (każdy członek ma równy głos), transparentne finansowo i nastawione na dobro wspólne. Warto pokazywać korzyści w praktyce – np. jeśli spółdzielnia obniżyła rachunki o 20%, niech to wybrzmi w lokalnych mediach. Włączenie autorytetów i liderów opinii (np. znanych ekologów, samorządowców) do promocji doda wiarygodności. Stopniowa zmiana mentalności jest możliwa – w północnej Europie spółdzielnie cieszą się prestiżem i poparciem społecznym (Jak uzyskać dofinansowanie na spółdzielnie energetyczne? - Gramwzielone.pl), co zaowocowało tysiącami takich podmiotów (w Niemczech działa ok. 1000 spółdzielni energetycznych (Spółdzielnia energetyczna - Ochrona Klimatu)). Polska również może zbudować pozytywny klimat dla spółdzielni, przełamując historyczne uprzedzenia poprzez edukację i sukcesy pierwszych inicjatyw		
434.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - uwaga o charakterze ogólnym	Fundacja Frank Bold	Z uwagi na modyfikację przepisów dotyczących spółdzielni energetycznych w projekcie UD162 zasadne jest zwrócenie uwagi na pominięte w projekcie kwestie dotyczące szeroko rozumianych społeczności energetycznych, tj. klastrow energii, spółdzielni energetycznych oraz obywatelskich społeczności energetycznych, w tym tych działających w obszarze odnawialnych źródeł energii (OZE) z udziałem jednostek samorządu terytorialnego. Gminna energetyka obywatelska odgrywa kluczową rolę w procesie transformacji energetycznej. Dotychczasowe doświadczenia wskazują, że społeczności energetyczne powstają i funkcjonują efektywnie, gdy ich rozwój wspiera silny	Regulacja odpowiadająca na zdiagnozowane problemy gmin powinna być przemyślana pod kątem prawnych możliwości działania gminy i jej osób prawnych w sferze użyteczności publicznej lub poza nią na podstawie ustawy oraz modyfikować ustawę o OZE / ustawę o samorządzie gminnych / gospodarce komunalnej czy też - ustawę Prawo energetyczne. Rozwiązanie to powinno wystarczająco jasno przesądzać, że do zadań o charakterze użyteczności publicznej należy prowadzenie przez gminę lub gminną osobę prawną działalności w zakresie odpowiadającym ustawowemu przedmiotowi działalności spółdzielni energetycznej, o którym mowa w art. 2	Uwaga bezprzedmiotowa Przepis art. 8 ust. 10, dodający art. 38db, rządowego projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (numer druku sejmowego 1130) został wycofany z ww. projektu.

		lider, np. jednostka samorządu terytorialnego. W Polsce istnieją już spółdzielnie energetyczne złożone z gmin i ich jednostek organizacyjnych, a udział gminy w tego typu przedsięwzięciach nie tylko zwiększa ich wiarygodność, lecz także buduje akceptację społeczną dla energetyki rozproszonej. Zgodnie z art. 22 ust. 4 lit. h Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, państwa członkowskie zobowiązane są do ustanowienia ram prawnych sprzyjających rozwojowi społeczności energetycznych. Przepisy te powinny zapewniać m.in. wsparcie regulacyjne oraz pomoc w budowaniu potencjału administracyjnego, umożliwiającego władzom publicznym udział w tworzeniu i funkcjonowaniu społeczności energetycznych. Tymczasem na gruncie stosowania polskiego prawa pojawiają się problemy niektórych gmin w tworzeniu i uczestnictwie w społecznościach energetycznych, mimo, że w przypadku klastrów ich udział jest obligatoryjny a w przypadku obywatelskich społeczności energetycznych (w tym OZE) jest możliwy. Problemy te sprowadzają się między innymi do braku jednoznacznych regulacji dotyczących kwalifikacji działalności prowadzonej przez gminy w ramach społeczności energetycznych jako działalności o charakterze użyteczności publicznej. Problem ma praktyczny wymiar: są gminy, którym odmówiono wpisu do Rejestru Małych Wytwórców Energii w Instalacji Odnawialnego Źródła Energii	pkt 33a ustawy o OZE, klastra energii, o którym mowa w art. 2 pkt 15a ustawy o OZE, lub obywatelskiej społeczności energetycznej, o którym mowa w art. 3 pkt 13f ustawy Prawo energetyczne jak również tworzenie i przystępowanie do ww. społeczności energetycznych. Przepis powinien obejmować wszelkie postaci działalności w ramach poszczególnych form energetyki obywatelskiej jak również różne postaci energii – nie tylko elektryczną.	

			(MIOZE) z uwagi na brak przymiotu strony w postępowania czy też dokonywano interpretacji, że brak odpowiednio jasnego przepisu ustawy uniemożliwia prowadzenie działalności oraz wystawianie faktur na rzecz innych członków danej społeczności. Nie są to problemy powszechne, gdyż w rejestrze MIOZE znajduje się kilka gmin, są także spółdzielnie złożone z gmin i gminnych osób prawnych bez problemów dokonujących sprzedaży wytworzonej energii w ramach spółdzielni, czy zawierających umowy PPA. Jednak popularyzacja spółdzielni energetycznych prowadzi do powstania potrzeby ustawowego uregulowania kwestii budzących wątpliwości interpretacyjne, w taki sposób, aby: - umożliwić gminom tworzenie i uczestnictwo we wszelkich form energetyki obywatelskiej (klastry, spółdzielnie energetyczne, OZE, OSE OZE); - jednoznacznie umożliwić gminom podejmowanie wszelkiej działalności dozwolonej dla członków danej społeczności energetycznej – a zatem również podejmowania działalności o charakterze działalności regulowanej na warunkach nie ograniczających ani nie dyskryminujących gmin na tle innym podmiotów prawa. - umożliwić gminom działanie nie tylko w obszarze energii elektrycznej ale i ciepła, chłodu czy gazu. Jest to o tyle istotne, że gminy mają jako jedyne potencjał, budowania trwałej akceptacji społecznej dla energetyki obywatelskiej, gminna własność instalacji wytwórczych decyduje o trwałości i ciągłości funkcjonowania społeczności energetycznych, a także daje gwarancję		

		udziału w tych społecznościach także osobom fizycznym - mieszkańcom gminy – w szczególności tym dotkniętym ubóstwem energetycznym, takich którzy samodzielnie nie mają możliwości na podjęcie działalności w obszarze kolektywnej energetyki obywatelskiej. Nieadekwatnym sposobem poradzenia sobie z ww. problemem była propozycja przepisu art. 8 ust. 10 projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD89) dodająca art. 38db ust. 1 przewidujący ograniczenia w zakresie wielkości instalacji w których gminy mogły wytwarzać energię elektryczną w spółdzielniach energetycznych. Propozycja ta, zamiast rozwiązywać wymienione na wstępie problemy w istocie tworzy ich więcej, prowadząc w istocie do zniechęcenia gmin do angażowania się w energetykę obywatelską oraz zamknięcia drogi do dążenia do osiągnięcia samowystarczalności energetycznej z OZE, co jest celem jaki Gminy winny osiągnąć w niedalekiej perspektywie czasowej, co zostaje wyjaśnione poniżej: 22) Gminna własność instalacji zapewnia spółdzielni trwałość. Brak możliwości wytwarzania energii w instalacjach większych niż wskazane przepisem utrudniłby a nawet – wykluczył sens tworzenia spółdzielni, które dzięki większej instalacji będącej własnością gminy lub gminnej osoby prawnej wytwarzałyby energię dla osób dotkniętych ubóstwem energetycznym czy też zagrożonych wykluczeniem społecznym - zapewne liczba gmin, które by się na to zdecydowały, nie mogąc decydować o		

			źródle wytwórczym spółdzielni, byłaby mniejsza. 23) Przepis wprowadziłby nieuzasadnioną dyskryminację gmin i gminnych osób prawnych względem przedsiębiorców, którzy mogliby bez podobnych ograniczeń tworzyć spółdzielnie i wytwarzać w nich energię w oparciu o instalacje do wielkości zastrzeżonej ustawą o OZE, tj. 10 MW. Przepis doprowadziłby zatem do sytuacji w której możliwe byłoby tworzenie dużych otwartych na osoby fizyczne spółdzielni jako tworów czysto komercyjnych, ale nie takich opartych o gminy i ich zasoby. 24) Przepis dotyczy tylko i wyłącznie wytwarzania energii. Pomija taką działalność jak sprzedaż, obrót, magazynowanie którymi mogą się zajmować członkowie społeczności. Sprzedaż / obrót energią stanowią inną działalność niż wytwarzanie energii, a nie jest możliwe funkcjonowanie w spółdzielni energetycznej jako wytwórca energii bez jej sprzedawania spółdzielni lub nabywania od spółdzielni, oba rodzaje działalności powinny być być wskazane w ustawie jako dopuszczalne. Podobnie - magazynowanie energii czy inne działania, która mogą być wykonywane przez członków społeczności energetycznych. 25) Na gruncie tak sformułowanego przepisu, jeżeli wszedłby w życie, gmina nie mogłaby utworzyć spółki celowej, która wytwarzałaby energię w instalacji większej niż wskazane w przepisie – takie gminne osoby prawne także byłyby objęte dyspozycją normy. Możliwe byłoby, że sama spółdzielnia dysponowałaby instalacją większą – jednak tutaj pojawia się kwestia kontroli źródła wytwórczego. 26) Przepis pomija aktywność gmin w klastrach energii generując kolejne		

			wątpliwości na gruncie obowiązkowego udziału JST / spółki komunalnej / jej spółki powiązanej w klastrze (od 2024 r.). 27) Przepis pomija działalność polegającą na wytwarzaniu energii cieplnej, chłodu jak i biogazu, biometanu, biogazu rolniczego – dotyczy bowiem tylko i wyłącznie energii elektrycznej. 28) Przepis pomija obywatelskie społeczności energetyczne, w których członkami mogą być gminy. Wskazanie ustawą, że gmina może prowadzić działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu energii w określonej instalacji w ramach spółdzielni energetycznej doprowadziłaby do wątpliwości odnoszących się do tego co w istocie leży w zakresie zadań gminy odnoszących się do zaopatrywania w energię i ciepło. Zasadniczo bowiem gminy mogą podejmować działalność gospodarczą w sferze użyteczności publicznej albo poza nią w przypadkach wskazanych w ustawie. Określenie ustawowo możliwości wytwarzania energii ale w ograniczonym zakresie stanowiłoby przepis o którym mowa w art. 9 ust. 2 ustawy o samorządzie gminnym. Na tym tle nie byłoby jasne, czy i w jakim zakresie aktywność gminy lub innej osoby prawnej w spółdzielni energetycznej stanowi zadanie w sferze użyteczności publicznej. Brak analogicznego przepisu odnoszącego się do klastrów w których udział JST jest obligatoryjny (czy w odniesieniu do OZE i OSE OZE gdzie udział gminy jest możliwy) prowadziłby do wniosku, że w klastrze gminy nie mogą wytwarzać energii elektrycznej bo brak byłoby analogicznego zezwolenia w ustawie.		
435.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego	Spółdzielnia Energetyczna Helios	Uzasadnienie: Akty prawne i przepisy wykonawcze ograniczają w dużej mierze rozwój związany z pozyskiwaniem energii z	Ustawa o odnawialnych źródłach energii (tekst jednolity Dz. U. z 2024 r. poz1361)	Uwaga nieuwzględniona

	2015 r. o odnawialnych źródłach energii		OZE na terenach miejskich. Polska w chwili obecnej ma najwyższe ceny energii w Europie, co czyni nasz kraj niekonkurencyjny w stosunku do innych europejskich gospodarek. Jest to bulwersujące i niezrozumiałe dla wielu milionów Polaków zamieszkujących tereny miejskie. W najbliższym okresie czasu nastąpi nieuniknione odmrożenie cen energii dla indywidualnych gospodarstw domowych w taryfie G oraz dla MŚP w taryfie C. Zaskutkuje to niewątpliwie kolejnymi drastycznymi podwyżkami cen energii elektrycznej w tych taryfach, doprowadzając do wzrostu ubóstwa energetycznego wielu Polaków jak i również do tysięcy kolejnych zamykanych małych i średnich polskich firm. W chwili obecnej coraz większa ilość mieszkańców budynków wielolokalowych w tbs, spółdzielniach i wspólnotach mieszkaniowych zaczyna zalegać z opłatami eksploatacyjnymi, remontowymi i bieżącymi związanymi z utrzymaniem części wspólnych budynków. Powodem są przede wszystkim gigantyczne wzrosty cen energii cieplnej i elektrycznej, które w strukturze utrzymania każdego budynku wielolokalowego są najwyższymi kosztami. Ograniczenie rozwoju OZE na terenach miejskich budzi olbrzymie emocje społeczne mieszkańców obszarów miejskich i jest wbrew konstytucyjnemu prawu równości wszystkich mieszkańców naszego kraju oraz w związku z tym podlega możliwości zaskarżenia na szczeblu najwyższych organów krajowym i unijnym. Podmiotami zainteresowanymi tworzeniem spółdzielni energetycznych na terenach miejskich są przede wszystkim spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe, a także TBS-y. Podmioty te poprzez tworzenie spółdzielni energetycznych	Zmiana art. 38e. ust. 1. Artykuł ten wyklucza powstawanie i funkcjonowanie spółdzielni energetycznych na obszarach miejskich oraz narzuca zbyt duże i nierealne kryterium związane z pokryciem mocy zainstalowanej elektrycznej (aż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków, ograniczone do 40% jedynie dla spółdzielni energetycznych wpisanych do rejestru do 31 grudnia 2025 r.). Artykuł ten również wprowadza zbyt daleko idące ograniczenie łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii do 10 MW Propozycja 1: Usunięcie w art. 38e. ust.1 pkt 1) zapisu: „prowadzi działalność na obszarze gminy wiejskiej lub miejsko-wiejskiej w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej lub na obszarze nie więcej niż 3 tego rodzaju gmin bezpośrednio sąsiadujących ze sobą” Propozycja 2: Zmianę treści art. 38e. ust.1 pkt 3) ppkt. a: „energii elektrycznej, łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii nie przekracza 10 MW, a ich sprawność wytwarzania energii elektrycznej umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni i jej członków” na nowy zapis tego artykułu o poniższym brzmieniu:	W kontekście propozycji przepisu dotyczącego umożliwienia działalności spółdzielni energetycznych w gminach miejskich, przepis taki znajduje się już w niniejszym projekcie ustawy. W kontekście propozycji przepisu dotyczącego zwiększenia dopuszczalnej mocy zainstalowanej instalacji OZE należących do spółdzielni energetycznej, obecnie nie przewiduje się zmian w tym zakresie. Istotną kwestię w tym zakresie stanowi bezpieczeństwo sieci elektroenergetycznych. Proszę jednocześnie mieć na uwadze, że na obszarze jednej gminy może powstać więcej niż jedna spółdzielnia energetyczna. Jednocześnie, minimalny poziom autokonsumpcji spółdzielni energetycznej określony na poziomie 70% w zakresie roku ma na celu zapewnienie, że spółdzielnie energetyczne stanowiąc będą prawie w całości samowystarczalne kooperatywy opierające się o odpowiednio dopasowane do danej spółdzielni instalacje OZE oraz magazyny energii. Z tego względu, nie przewiduje się zniesienia powyższego wymogu.

			mogłyby zmniejszać koszty energii elektrycznej i ciepłej, zmniejszać emisję CO₂, wykorzystać w sposób racjonalny środki unijne i krajowe na lata 2021-2027 na transformację energetyczną. Powierzchnie wspólne, takie jak dachy czy elewacje, często nie są wykorzystywane, a mogłyby się przyczynić do obniżenia rachunków mieszkańców lub być dodatkowym przychodem dla budynku na którym umiejscowione byłyby panele PV. Spółdzielnie energetyczne na terenach miejskich umożliwiłyby współpracę między mieszkańcami budynków o różnej charakterystyce. Przykładowo, niskie budynki mieszkalne często dysponują dużą powierzchnią dachową, na której można by zamontować panele fotowoltaiczne. Wytworzona energia byłaby jednak większa niż zapotrzebowanie w częściach wspólnych. W związku z tym, nadwyżki mogłyby trafiać do wyższych bloków innych odbiorców zrzeszonych w spółdzielni energetycznej, gdzie zużycie jest duże, a powierzchnia dostępna na dachu – zbyt mała, by zamontować wystarczającą liczbę paneli PV. Zaletami spółdzielni energetycznej jest to, że nie musi ona posiadać koncesji na obrót i wytwarzanie energii elektrycznej, korzysta z systemu opustów i nie płaci za dystrybucję energii. To umożliwia obniżenie kosztów energii dla mieszkańców. Na terenach miejskich także mamy do czynienia z ubóstwem energetycznym, nie jest to tylko problem wsi jak sugeruje Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi. Postawa Ministerstwa Rolnictwa i Rozwoju Wsi (zawarta w ogólnodostępnym piśmie z dn. 03.01.2025 r. znak sprawy: BM.wlo.0220.276.2024 dot.: KRM-0610-138-24) w kontekście tworzenia spółdzielni energetycznych na terenach miejskich jest	„energii elektrycznej, łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii nie przekracza 50 MW”	

			naszym zdaniem oraz zdaniem milionów Polaków jak i również samych zarządców nieruchomości bulwersująca i nie do zaakceptowania. Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi nie ma prawa blokowania rozwoju spółdzielczości energetycznej na terenach miejskich, tworząc w ten sposób jedynie korzystne monopole i przywileje dla mieszkańców terenów wiejskich. Jest to wbrew dyrektywom unijnym namawiającym w swoich zapisach do tworzenia obywatelskich społeczności energetycznych. Jest to również, a może przede wszystkim wbrew zapisom Konstytucji RP, która stanowi, że wszyscy są wobec prawa równi. Wszyscy mają prawo do równego traktowania przez władze publiczne. Nikt nie może być dyskryminowany w życiu politycznym, społecznym lub gospodarczym z jakiejkolwiek przyczyny. Ceny energii są zamrożone tylko do lipca br., więc TBS-y, spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe powinny mieć jak najszybciej możliwość inwestować w rozwiązania, które obniżą rachunki mieszkańców terenów miejskich eliminując w ten sposób lub ograniczając ubóstwo energetyczne naszego społeczeństwa. Taki model dywersyfikacji energii na szczeblu lokalnym wpływa również na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju. Stąd też powstaje konieczność umożliwienia tworzenia spółdzielni energetycznych na terenach miejskich. Istniejące zawężenie podmiotowe jest także sprzeczne z ustawą o swobodzie działalności gospodarczej z dn. 02.07.2004 r. Zaproponowane przez nas zmiany wychodzą naprzeciwko możliwości tworzenia spółdzielni energetycznych na terenach miejskich przez zainteresowane gminy, spółdzielnie mieszkaniowe, wspólnoty mieszkaniowe, TBS'y oraz SIM'y,	

			przyczyniając się w ten sposób do znaczącego obniżenia kosztów energii elektrycznej i ciepłej mieszkańcy własnych budynków wielolokalowych. Zniesione winny zostać ograniczenia lokalizacyjne w celu umożliwienia prowadzenia działalności spółdzielni energetycznych na większym obszarze tzn. przynajmniej obszarze funkcjonowania danego Operatora Systemu Dystrybucji (OSD). Ograniczenie działalności spółdzielni energetycznych do obszaru nie więcej niż 3 gmin wiejskich lub miejsko-wiejskich jest zbędne, szkodliwe i całkowicie nieracjonalne z wielu powodów. Niezasadne ekonomicznie oraz całkowicie nieracjonalne jest ograniczanie i odgórne narzucanie odgórnego kryterium związanego z pokryciem w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków. Jest niemożliwe ekonomicznie i technicznie, aby w krótkim okresie czasu członkowie spółdzielni energetycznej zainstalowali tak dużą ilość instalacji PV na częściach wspólnych budynków, aby łączna moc zainstalowanych wszystkich instalacji OZE pokryła w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków. Propozycja wykreślenia tego zapisu. Ponadto proponujemy również zwiększenie łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii aby nie przekracza 50 MW. W chwili obecnej jest to 10 MW i taka ilość zainstalowanej energii czyni spółdzielnie energetyczną mało efektywną i elastyczną pod kątem bilansowania tej energii dla swoich członków.		
436.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z	Lądecka Spółdzielnia Energetyczna	Z uwagi na modyfikację przepisów dotyczących spółdzielni energetycznych w	Regulacja odpowiadająca na zdiagnozowane problemy gmin powinna	Uwaga bezprzedmiotowa

	dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii		projekcie UD162 zasadne jest zwrócenie uwagi na pominięte w projekcie kwestie dotyczące szeroko rozumianych społeczności energetycznych, tj. klastrów energii, spółdzielni energetycznych oraz obywatelskich społeczności energetycznych, w tym tych działających w obszarze odnawialnych źródeł energii (OZE) z udziałem jednostek samorządu terytorialnego. Gminna energetyka obywatelska odgrywa kluczową rolę w procesie transformacji energetycznej. Dotychczasowe doświadczenia wskazują, że społeczności energetyczne powstają i funkcjonują efektywnie, gdy ich rozwój wspiera silny lider, np. jednostka samorządu terytorialnego. W Polsce istnieją już spółdzielnie energetyczne złożone z gmin i ich jednostek organizacyjnych, a udział gminy w tego typu przedsięwzięciach nie tylko zwiększa ich wiarygodność, lecz także buduje akceptację społeczną dla energetyki rozproszonej. Zgodnie z art. 22 ust. 4 lit. h Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, państwa członkowskie zobowiązane są do ustanowienia ram prawnych sprzyjających rozwojowi społeczności energetycznych. Przepisy te powinny zapewniać m.in. wsparcie regulacyjne oraz pomoc w budowaniu potencjału administracyjnego, umożliwiające władzom publicznym udział w tworzeniu i funkcjonowaniu społeczności energetycznych. Tymczasem na gruncie stosowania polskiego prawa pojawiają się problemy	być przemyślana pod kątem prawnych możliwości działania gminy i jej osób prawnych w sferze użyteczności publicznej lub poza nią na podstawie ustawy oraz modyfikować ustawę o OZE / ustawę o samorządzie gminnych / gospodarce komunalnej czy też - ustawę Prawo energetyczne. Rozwiązanie to powinno wystarczająco jasno przesądzać, że do zadań o charakterze użyteczności publicznej należy prowadzenie przez gminę lub gminną osobę prawną działalności w zakresie odpowiadającym ustawowemu przedmiotowi działalności spółdzielni energetycznej, o którym mowa w art. 2 pkt 33a ustawy o OZE, klastra energii, o którym mowa w art. 2 pkt 15a ustawy o OZE, lub obywatelskiej społeczności energetycznej, o którym mowa w art. 3 pkt 13f ustawy Prawo energetyczne jak również tworzenie i przystępowanie do ww. społeczności energetycznych. Przepis powinien obejmować wszelkie postaci działalności w ramach poszczególnych form energetyki obywatelskiej jak również różne postaci energii – nie tylko elektryczną.	Przepis art. 8 ust. 10, dodający art. 38db, rządowego projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (numer druku sejmowego 1130) został wycofany z ww. projektu.

		niektórych gmin w tworzeniu i uczestnictwie w społecznościach energetycznych, mimo, że w przypadku klastrów ich udział jest obligatoryjny a w przypadku obywatelskich społeczności energetycznych (w tym OZE) jest możliwy. Problemy te sprowadzają się między innymi do braku jednoznacznych regulacji dotyczących kwalifikacji działalności prowadzonej przez gminy w ramach społeczności energetycznych jako działalności o charakterze użyteczności publicznej. Problem ma praktyczny wymiar: są gminy, którym odmówiono wpisu do Rejestru Małych Wytwórców Energii w Instalacji Odnawialnego Źródła Energii (MIOZE) z uwagi na brak przymiotu strony w postępowania czy też dokonywano interpretacji, że brak odpowiednio jasnego przepisu ustawy uniemożliwia prowadzenie działalności oraz wystawianie faktur na rzecz innych członków danej społeczności. Nie są to problemy powszechne, gdyż w rejestrze MIOZE znajduje się kilka gmin, są także spółdzielnie złożone z gmin i gminnych osób prawnych bez problemów dokonujących sprzedaży wytworzonej energii w ramach spółdzielni, czy zawierających umowy PPA. Jednak popularyzacja spółdzielni energetycznych prowadzi do powstania potrzeby ustawowego uregulowania kwestii budzących wątpliwości interpretacyjne, w taki sposób, aby: - umożliwić gminom tworzenie i uczestnictwo we wszelkich form energetyki obywatelskiej (klastry, spółdzielnie energetyczne, OZE, OSE OZE); - jednoznacznie umożliwić gminom podejmowanie wszelkiej działalności		

			dozwolonej dla członków danej społeczności energetycznej – a zatem również podejmowania działalności o charakterze działalności regulowanej na warunkach nie ograniczających ani nie dyskryminujących gmin na tle innym podmiotów prawa. - umożliwić gminom działanie nie tylko w obszarze energii elektrycznej ale i ciepła, chłodu czy gazu. Jest to o tyle istotne, że gminy mają jako jedyne potencjał, budowania trwałej akceptacji społecznej dla energetyki obywatelskiej, gminna własność instalacji wytwórczych decyduje o trwałości i ciągłości funkcjonowania społeczności energetycznych, a także daje gwarancję udziału w tych społecznościach także osobom fizycznym - mieszkańcom gminy – w szczególności tym dotkniętym ubóstwem energetycznym, takich którzy samodzielnie nie mają możliwości na podjęcie działalności w obszarze kolektywnej energetyki obywatelskiej. Nieadekwatnym sposobem poradzenia sobie z ww. problemem była propozycja przepisu art. 8 ust. 10 projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD89) dodająca art. 38db ust. 1 przewidujący ograniczenia w zakresie wielkości instalacji w których gminy mogły wytwarzać energię elektryczną w spółdzielniach energetycznych. Propozycja ta, zamiast rozwiązywać wymienione na wstępie problemy w istocie tworzy ich więcej, prowadząc w istocie do zniechęcenia gmin do angażowania się w energetykę obywatelską oraz zamknięcia drogi do dążenia do osiągnięcia		

		samowystarczalności energetycznej z OZE, co jest celem jaki Gminy winny osiągnąć w niedalekiej perspektywie czasowej, co zostaje wyjaśnione poniżej: 29) Gminna własność instalacji zapewnia spółdzielni trwałość. Brak możliwości wytwarzania energii w instalacjach większych niż wskazane przepisem utrudniłby a nawet – wykluczył sens tworzenia spółdzielni, które dzięki większej instalacji będącej własnością gminy lub gminnej osoby prawnej wytwarzałyby energię dla osób dotkniętych ubóstwem energetycznym czy też zagrożonych wykluczeniem społecznym - zapewne liczba gmin, które by się na to zdecydowały, nie mogąc decydować o źródle wytwórczym spółdzielni, byłaby mniejsza. 30) Przepis wprowadziłby nieuzasadnioną dyskryminację gmin i gminnych osób prawnych względem przedsiębiorców, którzy mogliby bez podobnych ograniczeń tworzyć spółdzielnie i wytwarzać w nich energię w oparciu o instalacje do wielkości zastrzeżonej ustawą o OZE, tj. 10 MW. Przepis doprowadziłby zatem do sytuacji w której możliwe byłoby tworzenie dużych otwartych na osoby fizyczne spółdzielni jako tworów czysto komercyjnych, ale nie takich opartych o gminy i ich zasoby. 31) Przepis dotyczy tylko i wyłącznie wytwarzania energii. Pomija taką działalność jak sprzedaż, obrót, magazynowanie którymi mogą się zajmować członkowie społeczności. Sprzedaż / obrót energią stanowią inną działalność niż wytwarzanie energii, a nie jest możliwe funkcjonowanie w spółdzielni energetycznej jako wytwórca energii bez jej sprzedawania spółdzielni lub nabywania od		

			spółdzielni, oba rodzaje działalności powinny być wskazane w ustawie jako dopuszczalne. Podobnie - magazynowanie energii czy inne działania, która mogą być wykonywane przez członków społeczności energetycznych. 32) Na gruncie tak sformułowanego przepisu, jeżeli wszedłby w życie, gmina nie mogłaby utworzyć spółki celowej, która wytwarzałaby energię w instalacji większej niż wskazane w przepisie – takie gminne osoby prawne także byłyby objęte dyspozycją normy. Możliwe byłoby, że sama spółdzielnia dysponowałaby instalacją większą – jednak tutaj pojawia się kwestia kontroli źródła wytwórczego. 33) Przepis pomija aktywność gmin w klastrach energii generując kolejne wątpliwości na gruncie obowiązkowego udziału JST / spółki komunalnej / jej spółki powiązanej w klastrze (od 2024 r.). 34) Przepis pomija działalność polegającą na wytwarzaniu energii cieplnej, chłodu jak i biogazu, biometanu, biogazu rolniczego – dotyczy bowiem tylko i wyłącznie energii elektrycznej. 35) Przepis pomija obywatelskie społeczności energetyczne, w których członkami mogą być gminy. Wskazanie ustawą, że gmina może prowadzić działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu energii w określonej instalacji w ramach spółdzielni energetycznej doprowadziłaby do wątpliwości odnoszących się do tego co w istocie leży w zakresie zadań gminy odnoszących się do zaopatrywania w energię i ciepło. Zasadniczo bowiem gminy mogą podejmować działalność gospodarczą w sferze użyteczności publicznej albo poza nią w przypadkach wskazanych w ustawie. Określenie ustawowo możliwości wytwarzania energii	

			ale w ograniczonym zakresie stanowiłoby przepis o którym mowa w art. 9 ust. 2 ustawy o samorządzie gminnym. Na tym tle nie byłoby jasne, czy i w jakim zakresie aktywność gminy lub innej osoby prawnej w spółdzielni energetycznej stanowi zadanie w sferze użyteczności publicznej. Brak analogicznego przepisu odnoszącego się do klastrów w których udział JST jest obligatoryjny (czy w odniesieniu do OZE i OSE OZE gdzie udział gminy jest możliwy) prowadziłby do wniosku, że w klastrze gminy nie mogą wytwarzać energii elektrycznej bo brak byłoby analogicznego zezwolenia w ustawie.		
437.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Spółdzielnia Energetyczna Majdan Królewski	Z uwagi na modyfikację przepisów dotyczących spółdzielni energetycznych w projekcie UD162 zasadne jest zwrócenie uwagi na pominięte w projekcie kwestie dotyczące szeroko rozumianych społeczności energetycznych, tj. klastrów energii, spółdzielni energetycznych oraz obywatelskich społeczności energetycznych, w tym tych działających w obszarze odnawialnych źródeł energii (OZE) z udziałem jednostek samorządu terytorialnego. Gminna energetyka obywatelska odgrywa kluczową rolę w procesie transformacji energetycznej. Dotychczasowe doświadczenia wskazują, że społeczności energetyczne powstają i funkcjonują efektywnie, gdy ich rozwój wspiera silny lider, np. jednostka samorządu terytorialnego. W Polsce istnieją już spółdzielnie energetyczne złożone z gmin i ich jednostek organizacyjnych, a udział gminy w tego typu przedsięwzięciach nie tylko zwiększa ich wiarygodność, lecz także buduje akceptację społeczną dla energetyki rozproszonej.	Regulacja odpowiadająca na zdiagnozowane problemy gmin powinna być przemyślana pod kątem prawnych możliwości działania gminy i jej osób prawnych w sferze użyteczności publicznej lub poza nią na podstawie ustawy oraz modyfikować ustawę o OZE / ustawę o samorządzie gminnych / gospodarce komunalnej czy też - ustawę Prawo energetyczne. Rozwiązanie to powinno wystarczająco jasno przesądzać, że do zadań o charakterze użyteczności publicznej należy prowadzenie przez gminę lub gminną osobę prawną działalności w zakresie odpowiadającym ustawowemu przedmiotowi działalności spółdzielni energetycznej, o którym mowa w art. 2 pkt 33a ustawy o OZE, klastra energii, o którym mowa w art. 2 pkt 15a ustawy o OZE, lub obywatelskiej społeczności energetycznej, o którym mowa w art. 3 pkt 13f ustawy Prawo energetyczne jak również tworzenie i przystępowanie do ww. społeczności energetycznych. Przepis powinien obejmować wszelkie postaci działalności w ramach	Uwaga bezprzedmiotowa Przepis art. 8 ust. 10, dodający art. 38db, rządowego projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (numer druku sejmowego 1130) został wycofany z ww. projektu.

		Zgodnie z art. 22 ust. 4 lit. h Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, państwa członkowskie zobowiązane są do ustanowienia ram prawnych sprzyjających rozwojowi społeczności energetycznych. Przepisy te powinny zapewniać m.in. wsparcie regulacyjne oraz pomoc w budowaniu potencjału administracyjnego, umożliwiającego władzom publicznym udział w tworzeniu i funkcjonowaniu społeczności energetycznych. Tymczasem na gruncie stosowania polskiego prawa pojawiają się problemy niektórych gmin w tworzeniu i uczestnictwie w społecznościach energetycznych, mimo, że w przypadku klastrów ich udział jest obligatoryjny a w przypadku obywatelskich społeczności energetycznych (w tym OZE) jest możliwy. Problemy te sprowadzają się między innymi do braku jednoznacznych regulacji dotyczących kwalifikacji działalności prowadzonej przez gminy w ramach społeczności energetycznych jako działalności o charakterze użyteczności publicznej. Problem ma praktyczny wymiar: są gminy, którym odmówiono wpisu do Rejestru Małych Wytwórców Energii w Instalacji Odnawialnego Źródła Energii (MIOZE) z uwagi na brak przymiotu strony w postępowania czy też dokonywano interpretacji, że brak odpowiednio jasnego przepisu ustawy uniemożliwia prowadzenie działalności oraz wystawianie faktur na rzecz innych członków danej społeczności. Nie są to problemy powszechne, gdyż w rejestrze MIOZE znajduje się kilka gmin, są	poszczególnych form energetyki obywatelskiej jak również różne postaci energii – nie tylko elektryczną.	

		także spółdzielnie złożone z gmin i gminnych osób prawnych bez problemów dokonujących sprzedaży wytworzonej energii w ramach spółdzielni, czy zawierających umowy PPA. Jednak popularyzacja spółdzielni energetycznych prowadzi do powstania potrzeby ustawowego uregulowania kwestii budzących wątpliwości interpretacyjne, w taki sposób, aby: - umożliwić gminom tworzenie i uczestnictwo we wszelkich formach energetyki obywatelskiej (klastry, spółdzielnie energetyczne, OZE, OSE OZE); - jednoznacznie umożliwić gminom podejmowanie wszelkiej działalności dozwolonej dla członków danej społeczności energetycznej – a zatem również podejmowania działalności o charakterze działalności regulowanej na warunkach nie ograniczających ani nie dyskryminujących gmin na tle innym podmiotów prawa. - umożliwić gminom działanie nie tylko w obszarze energii elektrycznej ale i ciepła, chłodu czy gazu. Jest to o tyle istotne, że gminy mają jako jedyne potencjał, budowania trwałej akceptacji społecznej dla energetyki obywatelskiej, gminna własność instalacji wytwórczych decyduje o trwałości i ciągłości funkcjonowania społeczności energetycznych, a także daje gwarancję udziału w tych społecznościach także osobom fizycznym - mieszkańcom gminy – w szczególności tym dotkniętym ubóstwem energetycznym, takich którzy samodzielnie nie mają możliwości na podjęcie działalności w obszarze kolektywnej energetyki obywatelskiej.		

			Nieadekwatnym sposobem poradzenia sobie z ww. problemem była propozycja przepisu art. 8 ust. 10 projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD89) dodająca art. 38db ust. 1 przewidujący ograniczenia w zakresie wielkości instalacji w których gminy mogły wytwarzać energię elektryczną w spółdzielniach energetycznych. Propozycja ta, zamiast rozwiązywać wymienione na wstępie problemy w istocie tworzy ich więcej, prowadząc w istocie do zniechęcenia gmin do angażowania się w energetykę obywatelską oraz zamknięcia drogi do dążenia do osiągnięcia samowystarczalności energetycznej z OZE, co jest celem jaki Gminy winny osiągnąć w niedalekiej perspektywie czasowej, co zostaje wyjaśnione poniżej: 36) Gminna własność instalacji zapewnia spółdzielni trwałość. Brak możliwości wytwarzania energii w instalacjach większych niż wskazane przepisem utrudniłby a nawet – wykluczył sens tworzenia spółdzielni, które dzięki większej instalacji będącej własnością gminy lub gminnej osoby prawnej wytwarzałyby energię dla osób dotkniętych ubóstwem energetycznym czy też zagrożonych wykluczeniem społecznym - zapewne liczba gmin, które by się na to zdecydowały, nie mogąc decydować o źródle wytwórczym spółdzielni, byłaby mniejsza. 37) Przepis wprowadziłby nieuzasadnioną dyskryminację gmin i gminnych osób prawnych względem przedsiębiorców, którzy mogliby bez podobnych ograniczeń tworzyć spółdzielnie i wytwarzać w nich energię w	

			oparciu o instalacje do wielkości zastrzeżonej ustawa o OZE, tj. 10 MW. Przepis doprowadziłby zatem do sytuacji w której możliwe byłoby tworzenie dużych otwartych na osoby fizyczne spółdzielni jako tworów czysto komercyjnych, ale nie takich opartych o gminy i ich zasoby. 38) Przepis dotyczy tylko i wyłącznie wytwarzania energii. Pomija taką działalność jak sprzedaż, obrót, magazynowanie którymi mogą się zajmować członkowie społeczności. Sprzedaż / obrót energią stanowią inną działalność niż wytwarzanie energii, a nie jest możliwe funkcjonowanie w spółdzielni energetycznej jako wytwórca energii bez jej sprzedawania spółdzielni lub nabywania od spółdzielni, oba rodzaje działalności powinny być być wskazane w ustawie jako dopuszczalne. Podobnie - magazynowanie energii czy inne działania, która mogą być wykonywane przez członków społeczności energetycznych. 39) Na gruncie tak sformułowanego przepisu, jeżeli wszedłby w życie, gmina nie mogłaby utworzyć spółki celowej, która wytwarzałaby energię w instalacji większej niż wskazane w przepisie – takie gminne osoby prawne także byłyby objęte dyspozycją normy. Możliwe byłoby, że sama spółdzielnia dysponowałaby instalacją większą – jednak tutaj pojawia się kwestia kontroli źródła wytwórczego. 40) Przepis pomija aktywność gmin w klastrach energii generując kolejne wątpliwości na gruncie obowiązkowego udziału JST / spółki komunalnej / jej spółki powiązanej w klastrze (od 2024 r.). 41) Przepis pomija działalność polegającą na wytwarzaniu energii cieplnej, chłodu jak i biogazu, biometanu, biogazu rolniczego – dotyczy bowiem tylko i wyłącznie energii elektrycznej.	

			42) Przepis pomija obywatelskie społeczności energetyczne, w których członkami mogą być gminy. Wskazanie ustawą, że gmina może prowadzić działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu energii w określonej instalacji w ramach spółdzielni energetycznej doprowadziłaby do wątpliwości odnoszących się do tego co w istocie leży w zakresie zadań gminy odnoszących się do zaopatrywania w energię i ciepło. Zasadniczo bowiem gminy mogą podejmować działalność gospodarczą w sferze użyteczności publicznej albo poza nią w przypadkach wskazanych w ustawie. Określenie ustawowo możliwości wytwarzania energii ale w ograniczonym zakresie stanowiłoby przepis o którym mowa w art. 9 ust. 2 ustawy o samorządzie gminnym. Na tym tle nie byłoby jasne, czy i w jakim zakresie aktywność gminy lub innej osoby prawnej w spółdzielni energetycznej stanowi zadanie w sferze użyteczności publicznej. Brak analogicznego przepisu odnoszącego się do klastrow w których udział JST jest obligatoryjny (czy w odniesieniu do OZE i OSE OZE gdzie udział gminy jest możliwy) prowadziłby do wniosku, że w klastrze gminy nie mogą wytwarzać energii elektrycznej bo brak byłoby analogicznego zezwolenia w ustawie.		
438.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Spółdzielnia Energetyczna Rzeczyca	Z uwagi na modyfikację przepisów dotyczących spółdzielni energetycznych w projekcie UD162 zasadne jest zwrócenie uwagi na pominięte w projekcie kwestie dotyczące szeroko rozumianych społeczności energetycznych, tj. klastrow energii, spółdzielni energetycznych oraz obywatelskich społeczności energetycznych, w tym tych działających w obszarze odnawialnych źródeł energii	Regulacja odpowiadająca na zdiagnozowane problemy gmin powinna być przemyślana pod kątem prawnych możliwości działania gminy i jej osób prawnych w sferze użyteczności publicznej lub poza nią na podstawie ustawy oraz modyfikować ustawę o OZE / ustawę o samorządzie gminnych / gospodarce komunalnej czy też - ustawę Prawo energetyczne.	Uwaga bezprzedmiotowa Przepis art. 8 ust. 10, dodający art. 38db, rządowego projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (numer druku sejmowego 1130) został wycofany z ww. projektu.

			(OZE) z udziałem jednostek samorządu terytorialnego. Gminna energetyka obywatelska odgrywa kluczową rolę w procesie transformacji energetycznej. Dotychczasowe doświadczenia wskazują, że społeczności energetyczne powstają i funkcjonują efektywnie, gdy ich rozwój wspiera silny lider, np. jednostka samorządu terytorialnego. W Polsce istnieją już spółdzielnie energetyczne złożone z gmin i ich jednostek organizacyjnych, a udział gminy w tego typu przedsięwzięciach nie tylko zwiększa ich wiarygodność, lecz także buduje akceptację społeczną dla energetyki rozproszonej. Zgodnie z art. 22 ust. 4 lit. h Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, państwa członkowskie zobowiązane są do ustanowienia ram prawnych sprzyjających rozwojowi społeczności energetycznych. Przepisy te powinny zapewniać m.in. wsparcie regulacyjne oraz pomoc w budowaniu potencjału administracyjnego, umożliwiające władzom publicznym udział w tworzeniu i funkcjonowaniu społeczności energetycznych. Tymczasem na gruncie stosowania polskiego prawa pojawiają się problemy niektórych gmin w tworzeniu i uczestnictwie w społecznościach energetycznych, mimo, że w przypadku klastrów ich udział jest obligatoryjny a w przypadku obywatelskich społeczności energetycznych (w tym OZE) jest możliwy.	Rozwiązanie to powinno wystarczająco jasno przesądzać, że do zadań o charakterze użyteczności publicznej należy prowadzenie przez gminę lub gminną osobę prawną działalności w zakresie odpowiadającym ustawowemu przedmiotowi działalności spółdzielni energetycznej, o którym mowa w art. 2 pkt 33a ustawy o OZE, klastra energii, o którym mowa w art. 2 pkt 15a ustawy o OZE, lub obywatelskiej społeczności energetycznej, o którym mowa w art. 3 pkt 13f ustawy Prawo energetyczne jak również tworzenie i przystępowanie do ww. społeczności energetycznych. Przepis powinien obejmować wszelkie postaci działalności w ramach poszczególnych form energetyki obywatelskiej jak również różne postaci energii – nie tylko elektryczną.	

		Problemy te sprowadzają się między innymi do braku jednoznacznych regulacji dotyczących kwalifikacji działalności prowadzonej przez gminy w ramach społeczności energetycznych jako działalności o charakterze użyteczności publicznej. Problem ma praktyczny wymiar: są gminy, którym odmówiono wpisu do Rejestru Małych Wytwórców Energii w Instalacji Odnawialnego Źródła Energii (MIOZE) z uwagi na brak przymiotu strony w postępowania czy też dokonywano interpretacji, że brak odpowiednio jasnego przepisu ustawy uniemożliwia prowadzenie działalności oraz wystawianie faktur na rzecz innych członków danej społeczności. Nie są to problemy powszechne, gdyż w rejestrze MIOZE znajduje się kilka gmin, są także spółdzielnie złożone z gmin i gminnych osób prawnych bez problemów dokonujących sprzedaży wytworzonej energii w ramach spółdzielni, czy zawierających umowy PPA. Jednak popularyzacja spółdzielni energetycznych prowadzi do powstania potrzeby ustawowego uregulowania kwestii budzących wątpliwości interpretacyjne, w taki sposób, aby: - umożliwić gminom tworzenie i uczestnictwo we wszelkich form energetyki obywatelskiej (klastry, spółdzielnie energetyczne, OZE, OSE OZE); - jednoznacznie umożliwić gminom podejmowanie wszelkiej działalności dozwolonej dla członków danej społeczności energetycznej – a zatem również podejmowania działalności o charakterze działalności regulowanej na warunkach nie ograniczających ani nie dyskryminujących gmin na tle innym podmiotów prawa.		

			- umożliwić gminom działanie nie tylko w obszarze energii elektrycznej ale i ciepła, chłodu czy gazu. Jest to o tyle istotne, że gminy mają jako jedyne potencjał, budowania trwałej akceptacji społecznej dla energetyki obywatelskiej, gminna własność instalacji wytwórczych decyduje o trwałości i ciągłości funkcjonowania społeczności energetycznych, a także daje gwarancję udziału w tych społecznościach także osobom fizycznym - mieszkańcom gminy – w szczególności tym dotkniętym ubóstwem energetycznym, takich którzy samodzielnie nie mają możliwości na podjęcie działalności w obszarze kolektywnej energetyki obywatelskiej. Nieadekwatnym sposobem poradzenia sobie z ww. problemem była propozycja przepisu art. 8 ust. 10 projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD89) dodająca art. 38db ust. 1 przewidujący ograniczenia w zakresie wielkości instalacji w których gminy mogły wytwarzać energię elektryczną w spółdzielniach energetycznych. Propozycja ta, zamiast rozwiązywać wymienione na wstępie problemy w istocie tworzy ich więcej, prowadząc w istocie do zniechęcenia gmin do angażowania się w energetykę obywatelską oraz zamknięcia drogi do dążenia do osiągnięcia samowystarczalności energetycznej z OZE, co jest celem jaki Gminy winny osiągnąć w niedalekiej perspektywie czasowej, co zostaje wyjaśnione poniżej: 1) Gminna własność instalacji zapewnia spółdzielni trwałość. Brak możliwości wytwarzania energii w		

			instalacjach większych niż wskazane przepisem utrudniłby a nawet – wykluczył sens tworzenia spółdzielni, które dzięki większej instalacji będącej własnością gminy lub gminnej osoby prawnej wytwarzałyby energię dla osób dotkniętych ubóstwem energetycznym czy też zagrożonych wykluczeniem społecznym - zapewne liczba gmin, które by się na to zdecydowały, nie mogąc decydować o źródle wytwórczym spółdzielni, byłaby mniejsza. 2) Przepis wprowadziłby nieuzasadnioną dyskryminację gmin i gminnych osób prawnych względem przedsiębiorców, którzy mogliby bez podobnych ograniczeń tworzyć spółdzielnie i wytwarzać w nich energię w oparciu o instalacje do wielkości zastrzeżonej ustawą o OZE, tj. 10 MW. Przepis doprowadziłby zatem do sytuacji w której możliwe byłoby tworzenie dużych otwartych na osoby fizyczne spółdzielni jako tworów czysto komercyjnych, ale nie takich opartych o gminy i ich zasoby. 3) Przepis dotyczy tylko i wyłącznie wytwarzania energii. Pomija taką działalność jak sprzedaż, obrót, magazynowanie którymi mogą się zajmować członkowie społeczności. Sprzedaż / obrót energią stanowią inną działalność niż wytwarzanie energii, a nie jest możliwe funkcjonowanie w spółdzielni energetycznej jako wytwórca energii bez jej sprzedawania spółdzielni lub nabywania od spółdzielni, oba rodzaje działalności powinny być być wskazane w ustawie jako dopuszczalne. Podobnie - magazynowanie energii czy inne działania, która mogą być wykonywane przez członków społeczności energetycznych. 4) Na gruncie tak sformułowanego przepisu, jeżeli wszedłby w życie, gmina nie		

		mogłaby utworzyć spółki celowej, która wytwarzałaby energię w instalacji większej niż wskazane w przepisie – takie gminne osoby prawne także byłyby objęte dyspozycją normy. Możliwe byłoby, że sama spółdzielnia dysponowałaby instalacją większą – jednak tutaj pojawia się kwestia kontroli źródła wytwórczego. 5) Przepis pomija aktywność gmin w klastrach energii generując kolejne wątpliwości na gruncie obowiązkowego udziału JST / spółki komunalnej / jej spółki powiązanej w klastrze (od 2024 r.). 6) Przepis pomija działalność polegającą na wytwarzaniu energii cieplnej, chłodu jak i biogazu, biometanu, biogazu rolniczego – dotyczy bowiem tylko i wyłącznie energii elektrycznej. 7) Przepis pomija obywatelskie społeczności energetyczne, w których członkami mogą być gminy. 8) Wskazanie ustawą, że gmina może prowadzić działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu energii w określonej instalacji w ramach spółdzielni energetycznej doprowadziłaby do wątpliwości odnoszących się do tego co w istocie leży w zakresie zadań gminy odnoszących się do zaopatrywania w energię i ciepło. Zasadniczo bowiem gminy mogą podejmować działalność gospodarczą w sferze użyteczności publicznej albo poza nią w przypadkach wskazanych w ustawie. Określenie ustawowo możliwości wytwarzania energii ale w ograniczonym zakresie stanowiłoby przepis o którym mowa w art. 9 ust. 2 ustawy o samorządzie gminnym. Na tym tle nie byłoby jasne, czy i w jakim zakresie aktywność gminy lub innej osoby prawnej w spółdzielni energetycznej stanowi zadanie w sferze użyteczności publicznej. Brak analogicznego przepisu odnoszącego się do	

			klastrów w których udział JST jest obligatoryjny (czy w odniesieniu do OZE i OSE OZE gdzie udział gminy jest możliwy) prowadziłby do wniosku, że w klastrze gminy nie mogą wytwarzać energii elektrycznej bo brak byłoby analogicznego zezwolenia w ustawie.		
439.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Spółdzielnia Energetyczna Czerwonak	Z uwagi na modyfikację przepisów dotyczących spółdzielni energetycznych w projekcie UD162 zasadne jest zwrócenie uwagi na pominięte w projekcie kwestie dotyczące szeroko rozumianych społeczności energetycznych, tj. klastrów energii, spółdzielni energetycznych oraz obywatelskich społeczności energetycznych, w tym tych działających w obszarze odnawialnych źródeł energii (OZE) z udziałem jednostek samorządu terytorialnego. Gminna energetyka obywatelska odgrywa kluczową rolę w procesie transformacji energetycznej. Dotychczasowe doświadczenia wskazują, że społeczności energetyczne powstają i funkcjonują efektywnie, gdy ich rozwój wspiera silny lider, np. jednostka samorządu terytorialnego. W Polsce istnieją już spółdzielnie energetyczne złożone z gmin i ich jednostek organizacyjnych, a udział gminy w tego typu przedsięwzięciach nie tylko zwiększa ich wiarygodność, lecz także buduje akceptację społeczną dla energetyki rozproszonej. Zgodnie z art. 22 ust. 4 lit. h Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, państwa członkowskie zobowiązane są do ustanowienia ram prawnych sprzyjających rozwojowi społeczności energetycznych.	Regulacja odpowiadająca na zdiagnozowane problemy gmin powinna być przemyślana pod kątem prawnych możliwości działania gminy i jej osób prawnych w sferze użyteczności publicznej lub poza nią na podstawie ustawy oraz modyfikować ustawę o OZE / ustawę o samorządzie gminnych / gospodarce komunalnej czy też - ustawę Prawo energetyczne. Rozwiązanie to powinno wystarczająco jasno przesądzać, że do zadań o charakterze użyteczności publicznej należy prowadzenie przez gminę lub gminną osobę prawną działalności w zakresie odpowiadającym ustawowemu przedmiotowi działalności spółdzielni energetycznej, o którym mowa w art. 2 pkt 33a ustawy o OZE, klastra energii, o którym mowa w art. 2 pkt 15a ustawy o OZE, lub obywatelskiej społeczności energetycznej, o którym mowa w art. 3 pkt 13f ustawy Prawo energetyczne jak również tworzenie i przystępowanie do ww. społeczności energetycznych. Przepis powinien obejmować wszelkie postaci działalności w ramach poszczególnych form energetyki obywatelskiej jak również różne postaci energii – nie tylko elektryczną.	Uwaga bezprzedmiotowa Przepis art. 8 ust. 10, dodający art. 38db, rządowego projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (numer druku sejmowego 1130) został wycofany z ww. projektu.

			Przepisy te powinny zapewniać m.in. wsparcie regulacyjne oraz pomoc w budowaniu potencjału administracyjnego, umożliwiającego władzom publicznym udział w tworzeniu i funkcjonowaniu społeczności energetycznych. Tymczasem na gruncie stosowania polskiego prawa pojawiają się problemy niektórych gmin w tworzeniu i uczestnictwie w społecznościach energetycznych, mimo, że w przypadku klastrów ich udział jest obligatoryjny a w przypadku obywatelskich społeczności energetycznych (w tym OZE) jest możliwy. Problemy te sprowadzają się między innymi do braku jednoznacznych regulacji dotyczących kwalifikacji działalności prowadzonej przez gminy w ramach społeczności energetycznych jako działalności o charakterze użyteczności publicznej. Problem ma praktyczny wymiar: są gminy, którym odmówiono wpisu do Rejestru Małych Wytwórców Energii w Instalacji Odnawialnego Źródła Energii (MIOZE) z uwagi na brak przymiotu strony w postępowania czy też dokonywano interpretacji, że brak odpowiednio jasnego przepisu ustawy uniemożliwia prowadzenie działalności oraz wystawianie faktur na rzecz innych członków danej społeczności. Nie są to problemy powszechne, gdyż w rejestrze MIOZE znajduje się kilka gmin, są także spółdzielnie złożone z gmin i gminnych osób prawnych bez problemów dokonujących sprzedaży wytworzonej energii w ramach spółdzielni, czy zawierających umowy PPA. Jednak popularyzacja spółdzielni energetycznych prowadzi do powstania		

			potrzeby ustawowego uregulowania kwestii budzących wątpliwości interpretacyjne, w taki sposób, aby: - umożliwić gminom tworzenie i uczestnictwo we wszelkich form energetyki obywatelskiej (klastry, spółdzielnie energetyczne, OZE, OSE OZE); - jednoznacznie umożliwić gminom podejmowanie wszelkiej działalności dozwolonej dla członków danej społeczności energetycznej – a zatem również podejmowania działalności o charakterze działalności regulowanej na warunkach nie ograniczających ani nie dyskryminujących gmin na tle innym podmiotów prawa. - umożliwić gminom działanie nie tylko w obszarze energii elektrycznej ale i ciepła, chłodu czy gazu. Jest to o tyle istotne, że gminy mają jako jedyne potencjał, budowania trwałej akceptacji społecznej dla energetyki obywatelskiej, gminna własność instalacji wytwórczych decyduje o trwałości i ciągłości funkcjonowania społeczności energetycznych, a także daje gwarancję udziału w tych społecznościach także osobom fizycznym - mieszkańcom gminy – w szczególności tym dotkniętym ubóstwem energetycznym, takich którzy samodzielnie nie mają możliwości na podjęcie działalności w obszarze kolektywnej energetyki obywatelskiej. Nieadekwatnym sposobem poradzenia sobie z ww. problemem była propozycja przepisu art. 8 ust. 10 projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD89) dodająca art. 38db ust. 1 przewidujący ograniczenia w zakresie wielkości instalacji w których gminy mogły	

		wytwarzać energię elektryczną w spółdzielniach energetycznych. Propozycja ta, zamiast rozwiązywać wymienione na wstępie problemy w istocie tworzy ich więcej, prowadząc w istocie do zniechęcenia gmin do angażowania się w energetykę obywatelską oraz zamknięcia drogi do dążenia do osiągnięcia samowystarczalności energetycznej z OZE, co jest celem jaki Gminy winny osiągnąć w niedalekiej perspektywie czasowej, co zostaje wyjaśnione poniżej: 1) Gminna własność instalacji zapewnia spółdzielni trwałość. Brak możliwości wytwarzania energii w instalacjach większych niż wskazane przepisem utrudniłby a nawet – wykluczył sens tworzenia spółdzielni, które dzięki większej instalacji będącej własnością gminy lub gminnej osoby prawnej wytwarzałyby energię dla osób dotkniętych ubóstwem energetycznym czy też zagrożonych wykluczeniem społecznym - zapewne liczba gmin, które by się na to zdecydowały, nie mogąc decydować o źródle wytwórczym spółdzielni, byłaby mniejsza. 2) Przepis wprowadziłby nieuzasadnioną dyskryminację gmin i gminnych osób prawnych względem przedsiębiorców, którzy mogliby bez podobnych ograniczeń tworzyć spółdzielnie i wytwarzać w nich energię w oparciu o instalacje do wielkości zastrzeżonej ustawą o OZE, tj. 10 MW. Przepis doprowadziłby zatem do sytuacji w której możliwe byłoby tworzenie dużych otwartych na osoby fizyczne spółdzielni jako tworów czysto komercyjnych, ale nie takich opartych o gminy i ich zasoby.		

			3) Przepis dotyczy tylko i wyłącznie wytwarzania energii. Pomija taką działalność jak sprzedaż, obrót, magazynowanie którymi mogą się zajmować członkowie społeczności. Sprzedaż / obrót energią stanowią inną działalność niż wytwarzanie energii, a nie jest możliwe funkcjonowanie w spółdzielni energetycznej jako wytwórca energii bez jej sprzedawania spółdzielni lub nabywania od spółdzielni, oba rodzaje działalności powinny być być wskazane w ustawie jako dopuszczalne. Podobnie - magazynowanie energii czy inne działania, która mogą być wykonywane przez członków społeczności energetycznych. 4) Na gruncie tak sformułowanego przepisu, jeżeli wszedłby w życie, gmina nie mogłaby utworzyć spółki celowej, która wytwarzałaby energię w instalacji większej niż wskazane w przepisie – takie gminne osoby prawne także byłyby objęte dyspozycją normy. Możliwe byłoby, że sama spółdzielnia dysponowałaby instalacją większą – jednak tutaj pojawia się kwestia kontroli źródła wytwórczego. 5) Przepis pomija aktywność gmin w klastrach energii generując kolejne wątpliwości na gruncie obowiązkowego udziału JST / spółki komunalnej / jej spółki powiązanej w klastrze (od 2024 r.). 6) Przepis pomija działalność polegającą na wytwarzaniu energii cieplnej, chłodu jak i biogazu, biometanu, biogazu rolniczego – dotyczy bowiem tylko i wyłącznie energii elektrycznej. 7) Przepis pomija obywatelskie społeczności energetyczne, w których członkami mogą być gminy. 8) Wskazanie ustawą, że gmina może prowadzić działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu energii w określonej instalacji w ramach spółdzielni	

			energetycznej doprowadziłaby do wątpliwości odnoszących się do tego co w istocie leży w zakresie zadań gminy odnoszących się do zaopatrywania w energię i ciepło. Zasadniczo bowiem gminy mogą podejmować działalność gospodarczą w sferze użyteczności publicznej albo poza nią w przypadkach wskazanych w ustawie. Określenie ustawowo możliwości wytwarzania energii ale w ograniczonym zakresie stanowiłoby przepis o którym mowa w art. 9 ust. 2 ustawy o samorządzie gminnym. Na tym tle nie byłoby jasne, czy i w jakim zakresie aktywność gminy lub innej osoby prawnej w spółdzielni energetycznej stanowi zadanie w sferze użyteczności publicznej. Brak analogicznego przepisu odnoszącego się do klastrów w których udział JST jest obligatoryjny (czy w odniesieniu do OZE i OSE OZE gdzie udział gminy jest możliwy) prowadziłby do wniosku, że w klastrze gminy nie mogą wytwarzać energii elektrycznej bo brak byłoby analogicznego zezwolenia w ustawie.		
440.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Kancelaria Prawnego Proszak Radcy Maciej	Z uwagi na modyfikację przepisów dotyczących spółdzielni energetycznych w projekcie UD162 zasadne jest zwrócenie uwagi na pominięte w projekcie kwestie dotyczące szeroko rozumianych społeczności energetycznych, tj. klastrów energii, spółdzielni energetycznych oraz obywatelskich społeczności energetycznych, w tym tych działających w obszarze odnawialnych źródeł energii (OZE) z udziałem jednostek samorządu terytorialnego. Gminna energetyka obywatelska odgrywa kluczową rolę w procesie transformacji energetycznej. Dotychczasowe doświadczenia wskazują, że społeczności energetyczne powstają i funkcjonują	Regulacja odpowiadająca na zdiagnozowane problemy gmin powinna być przemyślana pod kątem prawnych możliwości działania gminy i jej osób prawnych w sferze użyteczności publicznej lub poza nią na podstawie ustawy oraz modyfikować ustawę o OZE / ustawę o samorządzie gminnych / gospodarce komunalnej czy też - ustawę Prawo energetyczne. Rozwiązanie to powinno wystarczająco jasno przesądzać, że do zadań o charakterze użyteczności publicznej należy prowadzenie przez gminę lub gminną osobę prawną działalności w zakresie odpowiadającym ustawowemu przedmiotowi działalności spółdzielni	Uwaga bezprzedmiotowa Przepis art. 8 ust. 10, dodający art. 38db, rządowego projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (numer druku sejmowego 1130) został wycofany z ww. projektu.

		efektywnie, gdy ich rozwój wspiera silny lider, np. jednostka samorządu terytorialnego. W Polsce istnieją już spółdzielnie energetyczne złożone z gmin i ich jednostek organizacyjnych, a udział gminy w tego typu przedsięwzięciach nie tylko zwiększa ich wiarygodność, lecz także buduje akceptację społeczną dla energetyki rozproszonej. Zgodnie z art. 22 ust. 4 lit. h Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, państwa członkowskie zobowiązane są do ustanowienia ram prawnych sprzyjających rozwojowi społeczności energetycznych. Przepisy te powinny zapewniać m.in. wsparcie regulacyjne oraz pomoc w budowaniu potencjału administracyjnego, umożliwiającego władzom publicznym udział w tworzeniu i funkcjonowaniu społeczności energetycznych. Tymczasem na gruncie stosowania polskiego prawa pojawiają się problemy niektórych gmin w tworzeniu i uczestnictwie w społecznościach energetycznych, mimo, że w przypadku klastrów ich udział jest obligatoryjny a w przypadku obywatelskich społeczności energetycznych (w tym OZE) jest możliwy. Problemy te sprowadzają się między innymi do braku jednoznacznych regulacji dotyczących kwalifikacji działalności prowadzonej przez gminy w ramach społeczności energetycznych jako działalności o charakterze użyteczności publicznej. Problem ma praktyczny wymiar: są gminy, którym odmówiono wpisu do Rejestru Małych Wytwórców Energii w	energetycznej, o którym mowa w art. 2 pkt 33a ustawy o OZE, klastra energii, o którym mowa w art. 2 pkt 15a ustawy o OZE, lub obywatelskiej społeczności energetycznej, o którym mowa w art. 3 pkt 13f ustawy Prawo energetyczne jak również tworzenie i przystępowanie do ww. społeczności energetycznych. Przepis powinien obejmować wszelkie postaci działalności w ramach poszczególnych form energetyki obywatelskiej jak również różne postaci energii – nie tylko elektryczną.	

			Instalacji Odnawialnego Źródła Energii (MIOZE) z uwagi na brak przymiotu strony w postępowania czy też dokonywano interpretacji, że brak odpowiednio jasnego przepisu ustawy uniemożliwia prowadzenie działalności oraz wystawianie faktur na rzecz innych członków danej społeczności. Nie są to problemy powszechne, gdyż w rejestrze MIOZE znajduje się kilka gmin, są także spółdzielnie złożone z gmin i gminnych osób prawnych bez problemów dokonujących sprzedaży wytworzonej energii w ramach spółdzielni, czy zawierających umowy PPA. Jednak popularyzacja spółdzielni energetycznych prowadzi do powstania potrzeby ustawowego uregulowania kwestii budzących wątpliwości interpretacyjne, w taki sposób, aby: - umożliwić gminom tworzenie i uczestnictwo we wszelkich form energetyki obywatelskiej (klastry, spółdzielnie energetyczne, OZE, OSE OZE); - jednoznacznie umożliwić gminom podejmowanie wszelkiej działalności dozwolonej dla członków danej społeczności energetycznej – a zatem również podejmowania działalności o charakterze działalności regulowanej na warunkach nie ograniczających ani nie dyskryminujących gmin na tle innym podmiotów prawa. - umożliwić gminom działanie nie tylko w obszarze energii elektrycznej ale i ciepła, chłodu czy gazu. Jest to o tyle istotne, że gminy mają jako jedyne potencjał, budowania trwałej akceptacji społecznej dla energetyki obywatelskiej, gminna własność instalacji wytwórczych decyduje o trwałości i ciągłości funkcjonowania społeczności		

			energetycznych, a także daje gwarancję udziału w tych społecznościach także osobom fizycznym - mieszkańcom gminy – w szczególności tym dotkniętym ubóstwem energetycznym, takich którzy samodzielnie nie mają możliwości na podjęcie działalności w obszarze kolektywnej energetyki obywatelskiej. Nieadekwatnym sposobem poradzenia sobie z ww. problemem była propozycja przepisu art. 8 ust. 10 projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD89) dodająca art. 38db ust. 1 przewidujący ograniczenia w zakresie wielkości instalacji w których gminy mogły wytwarzać energię elektryczną w spółdzielniach energetycznych. Propozycja ta, zamiast rozwiązywać wymienione na wstępie problemy w istocie tworzy ich więcej, prowadząc w istocie do zniechęcenia gmin do angażowania się w energetykę obywatelską oraz zamknięcia drogi do dążenia do osiągnięcia samowystarczalności energetycznej z OZE, co jest celem jaki Gminy winny osiągnąć w niedalekiej perspektywie czasowej, co zostaje wyjaśnione poniżej: 43) Gminna własność instalacji zapewnia spółdzielni trwałość. Brak możliwości wytwarzania energii w instalacjach większych niż wskazane przepisem utrudniłby a nawet – wykluczył sens tworzenia spółdzielni, które dzięki większej instalacji będącej własnością gminy lub gminnej osoby prawnej wytwarzałyby energię dla osób dotkniętych ubóstwem energetycznym czy też zagrożonych wykluczeniem społecznym - zapewne liczba gmin, które by się na to	

			zdecydowały, nie mogąc decydować o źródle wytwórczym spółdzielni, byłaby mniejsza. 44) Przepis wprowadziłby nieuzasadnioną dyskryminację gmin i gminnych osób prawnych względem przedsiębiorców, którzy mogliby bez podobnych ograniczeń tworzyć spółdzielnie i wytwarzać w nich energię w oparciu o instalacje do wielkości zastrzeżonej ustawą o OZE, tj. 10 MW. Przepis doprowadziłby zatem do sytuacji w której możliwe byłoby tworzenie dużych otwartych na osoby fizyczne spółdzielni jako tworów czysto komercyjnych, ale nie takich opartych o gminy i ich zasoby. 45) Przepis dotyczy tylko i wyłącznie wytwarzania energii. Pomija taką działalność jak sprzedaż, obrót, magazynowanie którymi mogą się zajmować członkowie społeczności. Sprzedaż / obrót energią stanowią inną działalność niż wytwarzanie energii, a nie jest możliwe funkcjonowanie w spółdzielni energetycznej jako wytwórca energii bez jej sprzedawania spółdzielni lub nabywania od spółdzielni, oba rodzaje działalności powinny być być wskazane w ustawie jako dopuszczalne. Podobnie - magazynowanie energii czy inne działania, która mogą być wykonywane przez członków społeczności energetycznych. 46) Na gruncie tak sformułowanego przepisu, jeżeli wszedłby w życie, gmina nie mogłaby utworzyć spółki celowej, która wytwarzałaby energię w instalacji większej niż wskazane w przepisie – takie gminne osoby prawne także byłyby objęte dyspozycją normy. Możliwe byłoby, że sama spółdzielnia dysponowałaby instalacją większą – jednak tutaj pojawia się kwestia kontroli źródła wytwórczego.	

		47) Przepis pomija aktywność gmin w klastrach energii generując kolejne wątpliwości na gruncie obowiązkowego udziału JST / spółki komunalnej / jej spółki powiązanej w klastrze (od 2024 r.). 48) Przepis pomija działalność polegającą na wytwarzaniu energii cieplnej, chłodu jak i biogazu, biometanu, biogazu rolniczego – dotyczy bowiem tylko i wyłącznie energii elektrycznej. 49) Przepis pomija obywatelskie społeczności energetyczne, w których członkami mogą być gminy. Wskazanie ustawą, że gmina może prowadzić działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu energii w określonej instalacji w ramach spółdzielni energetycznej doprowadziłaby do wątpliwości odnoszących się do tego co w istocie leży w zakresie zadań gminy odnoszących się do zaopatrywania w energię i ciepło. Zasadniczo bowiem gminy mogą podejmować działalność gospodarczą w sferze użyteczności publicznej albo poza nią w przypadkach wskazanych w ustawie. Określenie ustawowo możliwości wytwarzania energii ale w ograniczonym zakresie stanowiłoby przepis o którym mowa w art. 9 ust. 2 ustawy o samorządzie gminnym. Na tym tle nie byłoby jasne, czy i w jakim zakresie aktywność gminy lub innej osoby prawnej w spółdzielni energetycznej stanowi zadanie w sferze użyteczności publicznej. Brak analogicznego przepisu odnoszącego się do klastrow w których udział JST jest obligatoryjny (czy w odniesieniu do OZE i OSE OZE gdzie udział gminy jest możliwy) prowadziłby do wniosku, że w klastrze gminy nie mogą wytwarzać energii elektrycznej bo brak byłoby analogicznego zezwolenia w ustawie.		

441.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Spółdzielnia Energetyczna w Nowej Słupi	Z uwagi na modyfikację przepisów dotyczących spółdzielni energetycznych w projekcie UD162 zasadne jest zwrócenie uwagi na pominięte w projekcie kwestie dotyczące szeroko rozumianych społeczności energetycznych, tj. klastrów energii, spółdzielni energetycznych oraz obywatelskich społeczności energetycznych, w tym tych działających w obszarze odnawialnych źródeł energii (OZE) z udziałem jednostek samorządu terytorialnego. Gminna energetyka obywatelska odgrywa kluczową rolę w procesie transformacji energetycznej. Dotychczasowe doświadczenia wskazują, że społeczności energetyczne powstają i funkcjonują efektywnie, gdy ich rozwój wspiera silny lider, np. jednostka samorządu terytorialnego. W Polsce istnieją już spółdzielnie energetyczne złożone z gmin i ich jednostek organizacyjnych, a udział gminy w tego typu przedsięwzięciach nie tylko zwiększa ich wiarygodność, lecz także buduje akceptację społeczną dla energetyki rozproszonej. Zgodnie z art. 22 ust. 4 lit. h Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, państwa członkowskie zobowiązane są do ustanowienia ram prawnych sprzyjających rozwojowi społeczności energetycznych. Przepisy te powinny zapewniać m.in. wsparcie regulacyjne oraz pomoc w budowaniu potencjału administracyjnego, umożliwiające władzom publicznym udział w tworzeniu i funkcjonowaniu społeczności energetycznych.	Regulacja odpowiadająca na zdiagnozowane problemy gmin powinna być przemyślana pod kątem prawnych możliwości działania gminy i jej osób prawnych w sferze użyteczności publicznej lub poza nią na podstawie ustawy oraz modyfikować ustawę o OZE / ustawę o samorządzie gminnych / gospodarce komunalnej czy też - ustawę Prawo energetyczne. Rozwiązanie to powinno wystarczająco jasno przesądzać, że do zadań o charakterze użyteczności publicznej należy prowadzenie przez gminę lub gminną osobę prawną działalności w zakresie odpowiadającym ustawowemu przedmiotowi działalności spółdzielni energetycznej, o którym mowa w art. 2 pkt 33a ustawy o OZE, klastra energii, o którym mowa w art. 2 pkt 15a ustawy o OZE, lub obywatelskiej społeczności energetycznej, o którym mowa w art. 3 pkt 13f ustawy Prawo energetyczne jak również tworzenie i przystępowanie do ww. społeczności energetycznych. Przepis powinien obejmować wszelkie postaci działalności w ramach poszczególnych form energetyki obywatelskiej jak również różne postaci energii – nie tylko elektryczną.	Uwaga bezprzedmiotowa Przepis art. 8 ust. 10, dodający art. 38db, rządowego projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (numer druku sejmowego 1130) został wycofany z ww. projektu.

		Tymczasem na gruncie stosowania polskiego prawa pojawiają się problemy niektórych gmin w tworzeniu i uczestnictwie w społecznościach energetycznych, mimo, że w przypadku klastrow ich udział jest obligatoryjny a w przypadku obywatelskich społeczności energetycznych (w tym OZE) jest możliwy. Problemy te sprowadzają się między innymi do braku jednoznacznych regulacji dotyczących kwalifikacji działalności prowadzonej przez gminy w ramach społeczności energetycznych jako działalności o charakterze użyteczności publicznej. Problem ma praktyczny wymiar: są gminy, którym odmówiono wpisu do Rejestru Małych Wytwórców Energii w Instalacji Odnawialnego Źródła Energii (MIOZE) z uwagi na brak przymiotu strony w postępowania czy też dokonywano interpretacji, że brak odpowiednio jasnego przepisu ustawy uniemożliwia prowadzenie działalności oraz wystawianie faktur na rzecz innych członków danej społeczności. Nie są to problemy powszechne, gdyż w rejestrze MIOZE znajduje się kilka gmin, są także spółdzielnie złożone z gmin i gminnych osób prawnych bez problemów dokonujących sprzedaży wytworzonej energii w ramach spółdzielni, czy zawierających umowy PPA. Jednak popularyzacja spółdzielni energetycznych prowadzi do powstania potrzeby ustawowego uregulowania kwestii budzących wątpliwości interpretacyjne, w taki sposób, aby: - umożliwić gminom tworzenie i uczestnictwo we wszelkich form energetyki obywatelskiej (klastry, spółdzielnie energetyczne, OZE, OSE OZE);		

			- jednoznacznie umożliwić gminom podejmowanie wszelkiej działalności dozwolonej dla członków danej społeczności energetycznej – a zatem również podejmowania działalności o charakterze działalności regulowanej na warunkach nie ograniczających ani nie dyskryminujących gmin na tle innym podmiotów prawa. - umożliwić gminom działanie nie tylko w obszarze energii elektrycznej ale i ciepła, chłodu czy gazu. Jest to o tyle istotne, że gminy mają jako jedyne potencjał, budowania trwałej akceptacji społecznej dla energetyki obywatelskiej, gminna własność instalacji wytwórczych decyduje o trwałości i ciągłości funkcjonowania społeczności energetycznych, a także daje gwarancję udziału w tych społecznościach także osobom fizycznym - mieszkańcom gminy – w szczególności tym dotkniętym ubóstwem energetycznym, takich którzy samodzielnie nie mają możliwości na podjęcie działalności w obszarze kolektywnej energetyki obywatelskiej. Nieadekwatnym sposobem poradzenia sobie z ww. problemem była propozycja przepisu art. 8 ust. 10 projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD89) dodająca art. 38db ust. 1 przewidujący ograniczenia w zakresie wielkości instalacji w których gminy mogły wytwarzać energię elektryczną w spółdzielniach energetycznych. Propozycja ta, zamiast rozwiązywać wymienione na wstępie problemy w istocie tworzy ich więcej, prowadząc w istocie do zniechęcenia gmin do angażowania się w energetykę obywatelską oraz zamknięcia		

			drogi do dążenia do osiągnięcia samowystarczalności energetycznej z OZE, co jest celem jaki Gminy winny osiągnąć w niedalekiej perspektywie czasowej, co zostaje wyjaśnione poniżej: 1) Gminna własność instalacji zapewnia spółdzielni trwałość. Brak możliwości wytwarzania energii w instalacjach większych niż wskazane przepisem utrudniłby a nawet – wykluczył sens tworzenia spółdzielni, które dzięki większej instalacji będącej własnością gminy lub gminnej osoby prawnej wytwarzałyby energię dla osób dotkniętych ubóstwem energetycznym czy też zagrożonych wykluczeniem społecznym - zapewne liczba gmin, które by się na to zdecydowały, nie mogąc decydować o źródle wytwórczym spółdzielni, byłaby mniejsza. 2) Przepis wprowadziłby nieuzasadnioną dyskryminację gmin i gminnych osób prawnych względem przedsiębiorców, którzy mogliby bez podobnych ograniczeń tworzyć spółdzielnie i wytwarzać w nich energię w oparciu o instalacje do wielkości zastrzeżonej ustawa o OZE, tj. 10 MW. Przepis doprowadziłby zatem do sytuacji w której możliwe byłoby tworzenie dużych otwartych na osoby fizyczne spółdzielni jako tworów czysto komercyjnych, ale nie takich opartych o gminy i ich zasoby. 3) Przepis dotyczy tylko i wyłącznie wytwarzania energii. Pomija taką działalność jak sprzedaż, obrót, magazynowanie którymi mogą się zajmować członkowie społeczności. Sprzedaż / obrót energią stanowią inną działalność niż wytwarzanie energii, a nie jest możliwe funkcjonowanie w spółdzielni energetycznej jako wytwórca energii bez jej		

			sprzedawania spółdzielni lub nabywania od spółdzielni, oba rodzaje działalności powinny być wskazane w ustawie jako dopuszczalne. Podobnie - magazynowanie energii czy inne działania, która mogą być wykonywane przez członków społeczności energetycznych. 4) Na gruncie tak sformułowanego przepisu, jeżeli wszedłby w życie, gmina nie mogłaby utworzyć spółki celowej, która wytwarzałaby energię w instalacji większej niż wskazane w przepisie – takie gminne osoby prawne także byłyby objęte dyspozycją normy. Możliwe byłoby, że sama spółdzielnia dysponowałaby instalacją większą – jednak tutaj pojawia się kwestia kontroli źródła wytwórczego. 5) Przepis pomija aktywność gmin w klastrach energii generując kolejne wątpliwości na gruncie obowiązkowego udziału JST / spółki komunalnej / jej spółki powiązanej w klastrze (od 2024 r.). 6) Przepis pomija działalność polegającą na wytwarzaniu energii cieplnej, chłodu jak i biogazu, biometanu, biogazu rolniczego – dotyczy bowiem tylko i wyłącznie energii elektrycznej. 7) Przepis pomija obywatelskie społeczności energetyczne, w których członkami mogą być gminy. 8) Wskazanie ustawą, że gmina może prowadzić działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu energii w określonej instalacji w ramach spółdzielni energetycznej doprowadziłaby do wątpliwości odnoszących się do tego co w istocie leży w zakresie zadań gminy odnoszących się do zaopatrywania w energię i ciepło. Zasadniczo bowiem gminy mogą podejmować działalność gospodarczą w sferze użyteczności publicznej albo poza nią w przypadkach wskazanych w ustawie. Określenie	

			ustawowo możliwości wytwarzania energii ale w ograniczonym zakresie stanowiłoby przepis o którym mowa w art. 9 ust. 2 ustawy o samorządzie gminnym. Na tym tle nie byłoby jasne, czy i w jakim zakresie aktywność gminy lub innej osoby prawnej w spółdzielni energetycznej stanowi zadanie w sferze użyteczności publicznej. Brak analogicznego przepisu odnoszącego się do klastrów w których udział JST jest obligatoryjny (czy w odniesieniu do OZE i OSE OZE gdzie udział gminy jest możliwy) prowadziłby do wniosku, że w klastrze gminy nie mogą wytwarzać energii elektrycznej bo brak byłoby analogicznego zezwolenia w ustawie.		
442.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Stowarzyszenie na rzecz efektywności im. prof. Krzysztofa Żmijewskiego	Nie jest prawdą, jak wynika z zapisów Projektu Ustawy, że obowiązujące przepisy uniemożliwiają stworzenie spółdzielni energetycznych na obszarach gmin miejskich. Zgodnie z przepisami Prawa Spółdzielczego na terenie każdego miasta w Polsce można założyć spółdzielnię energetyczną oraz klastr energii. Jak wskazują analizy, to energia ciepła jest kluczowym elementem, dlatego zwracamy uwagę, że w przypadku spółdzielni energetycznych wytwarzających ciepło spółdzielnia energetyczna w mieście ma takie same przywileje jak spółdzielnia działająca na terenie gmin wiejskich i miejsko-wiejskich. Różnice są jedynie w przypadku energii elektrycznej. Obecnie Ustawa o OZE wskazuje, że ze specjalnego modelu rozliczeń tj. z preferencji wynikających z ustawy o OZE korzystać mogą spółdzielnie energetyczne na terenach gmin wiejskich i miejsko-wiejskich.	Pozostawienie aktualnego brzmienia przepisu tj.: Art. 38e. [Warunki konieczne do spełnienia przez spółdzielnię energetyczną] 1. Spółdzielnia energetyczna spełnia łącznie następujące warunki: 1) prowadzi działalność na obszarze gminy wiejskiej lub miejsko-wiejskiej w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej lub na obszarze nie więcej niż 3 tego rodzaju gmin bezpośrednio sąsiadujących ze sobą;	Uwaga nieuwzględniona Celem MKiŚ jest wsparcie rozwoju społeczności energetycznych niezależnie od typu danej gminy, jednakże to JST, w harmonii z ładem przestrzennym, decydują o doborze instalacji OZE oraz wyborze formy współpracy w zakresie energii elektrycznej. W zależności od rodzaju gminy, na uwagę należy mieć integralność danych społeczności oraz ograniczenia planistyczne dla wielu rodzajów źródeł, np. biogazowni, elektrowni wodnych. Należy również podkreślić, że poza spółdzielniami energetycznymi istnieją również inne formy energetyki obywatelskiej, takie jak klastry energii, obywatelskie społeczności energetyczne, prosumenci lokatorski oraz zbiorowy. Formy te są dostępne zarówno dla mieszkańców gmin

		Jest to działanie zasadne, ponieważ to tereny wiejskie są terenami preferowanymi do inwestycji w OZE i posiadają najlepsze uwarunkowania środowiskowe, społeczne i potencjał techniczny (w sensie obciążenia infrastruktury dystrybucyjnej - rozptywy). Tereny wiejskie do tej pory w znaczeniu energetycznym były dyskryminowane – jakość energii (wskaźnik SAIDI oraz SAIFI) na bardzo niskich poziomach, jednostkowe koszty rozwoju infrastruktury sieciowej największe - dlatego też wsparcie spółdzielni na obszarach wiejskich jest uzasadnione ze strony społecznej, ekonomicznej, finansowej, środowiskowej czy bezpieczeństwa publicznego. Rozszerzenie działalności spółdzielni energetycznych opartych o system upustowy na gminy miejskie spowoduje gwałtowny rozwój spółdzielni energetycznych w miastach. Z punktu widzenia krótkoterminowego, jest to oczywiście kierunek zasadny, natomiast w konsekwencji długofalowej doprowadzi do tego, że koszty utrzymania obsługi systemu i realizacji potrzeb bilansowych będą przerzucane na innych użytkowników KSE. Tym samym rodzi się zatem pytanie, kto będzie płacił za koszty „sieciowe”, jeżeli spółdzielnie energetyczne będą mogły być realizowane na terenie całego kraju - będą objęte systemem rozliczenia „upustowym”. Podkreślamy, że rozszerzenie takie, w krótkim czasie przyczyni się do upadku idei spółdzielni energetycznej opartej na systemie upustów, co w praktyce przyczyni się do całkowitej likwidacji zorganizowanej energetyki obywatelskiej. Pragniemy zauważyć, że miasta mogą funkcjonować w systemie klastrów energii i	miejskich, ale również gmin miejsko-wiejskich i wiejskich. Różnorodność tych kooperatyw pozwoli na odpowiedni dobór formy kooperatywy przez daną społeczność. Należy mieć również na uwadze, że dla spółdzielni energetycznych przewidziano ograniczenia w zakresie maksymalnej mocy zainstalowanej instalacji OZE na poziomie 10 MWe, przez co forma tej kooperatywy nie będzie najlepszą możliwą dla wszystkich odbiorców energii elektrycznej, wskutek czego podmioty zainteresowane energetyką lokalną będą decydować się na inne formy kooperatyw. Istotny aspekt w kontekście spółdzielni energetycznych stanowi minimalny poziom autokonsumpcji, obecnie o wartości 40%, natomiast od 2026 roku 70%. Autobilansowanie na tak wysokim poziomie pozytywnie wpłynie na lokalne zużycie energii, co kolejno pozwoli na zmniejszenie strat na przesyle energii elektrycznej i zachęci do dalszych inwestycji w OZE poprzez większą akceptację społeczną.

		w tym obszarze należy szukać dalszych rozwiązań pamiętając tym bardziej, że klaster energii nie posiada osobowości prawnej, co powoduje bardzo duże ułatwienia funkcjonalne w przypadku struktur miejskich. Miasta które są zainteresowane spółdzielniami należy edukować i uświadomić że mogą być spółdzielcami, posiadając znacznie większe zasoby kapitału ludzkiego, finansowego i technicznego, aby budować autonomiczność energetyczną bez konieczności opierania się o model „upustowy”. Racjonalnym podejściem jest oczekiwanie większej kreatywności i aktywności w celu budowania systemu opartego na autokonsumpcji i samowystarczalności tym samym brak jest potrzeby „upustów”. Chcielibyśmy również zaznaczyć, że wprowadzona została do polskiego prawa instytucja OSE (Obywatelskie Społeczności Energetyczne) - ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Instytucja ta wprost wskazuje możliwość udziału JST bez powiązania z obszarowością (miasto/wieś). Dlatego też widzimy, że jest to kolejny obszar, w którym samorządy miejskie mogą aktywnie działać. Należy również jednoznacznie zaprotestować przeciwko stwierdzeniu, że „Rozwiązanie to pozwoli na znaczną redukcję w ich kosztach energii, stając jednocześnie naprzeciw problemowi ubóstwa energetycznego”. Spółdzielnia energetyczna jest oparta o wytwarzanie energii w technologii OZE, czyli technologii niestety niedostępnej dla ludzi		

			najuboższych. W sytuacji, gdy najzamożniejsi mieszkańcy miasta będą mieli możliwość wejścia do spółdzielni energetycznych, koszt utrzymania infrastruktury sieciowej będzie przerzucony na najuboższych mieszkańców nieposiadających infrastruktury OZE będąc wykluczonymi. Zatem rozwiązanie takie w sposób jednoznaczny może prowadzić do pogłębienia ubóstwa energetycznego i nierówności społecznych, a sektor publiczny narazić na wzrost kosztów utrzymania pomocy społecznej i problemów wynikających z dalszego rozwarstwienia społecznego.		
443.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Spółdzielnia Mieszkaniowa Wrocław-Południe	Uzasadnienie: Obecne akty prawne i przepisy wykonawcze ograniczają znacznie możliwości pozyskiwania energii z OZE na terenach miejskich. Spółdzielnia Mieszkaniowa Wrocław-Południe jest jedną z największych i najstarszych spółdzielni mieszkaniowych w Polsce, posiada w swoich zasobach budynki z blisko 11.000 mieszkaniem, w których żyje około 30 tys. osób. Zarządzanie budynkami zlokalizowanymi w centrum miasta szczególnie zobowiązuje do troski o środowisko. W SM Wrocław-Południe na szeroką skalę wykorzystywana jest czysta energia ze słońca. Uruchomiliśmy jedną z największych w Polsce rozproszonych elektrowni fotowoltaicznych, instalując na 35 budynkach prawie 3 tysiące paneli PV. W ostatnim czasie wykonaliśmy kolejną instalację OZE (instalację hybrydową wyposażoną w pompy ciepła, panele fotowoltaiczne i magazyny ciepła), na zaawansowanym etapie są w planach kolejne instalacje OZE. Mając na względzie fakt, że Polska w chwili obecnej ma najwyższe ceny energii w Europie a w najbliższym okresie nastąpi odmrożenie cen energii dla indywidualnych	Ustawa o odnawialnych źródłach energii (tekst jednolity Dz. U. z 2024 r. poz. 1361) Zmiana art. 38e. ust. 1. Propozycja 1: Usunięcie w art. 38e. ust.1 pkt 1) zapisu: „prowadzi działalność na obszarze gminy wiejskiej lub miejsko-wiejskiej w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej lub na obszarze nie więcej niż 3 tego rodzaju gmin bezpośrednio sąsiadujących ze sobą” Propozycja 2: Zmianę treści art. 38e. ust.1 pkt 3) ppkt. a: „energii elektrycznej, łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii nie przekracza 10 MW, a ich sprawność wytwarzania energii elektrycznej umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni i jej członków”	Uwaga nieuwzględniona W kontekście propozycji przepisu dotyczącego umożliwienia działalności spółdzielni energetycznych w gminach miejskich, przepis taki znajduje się już w niniejszym projekcie ustawy. W kontekście propozycji przepisu dotyczącego zwiększenia dopuszczalnej mocy zainstalowanej instalacji OZE należących do spółdzielni energetycznej, obecnie nie przewiduje się zmian w tym zakresie. Proszę jednocześnie mieć na uwadze, że na obszarze jednej gminy może powstać więcej niż jedna spółdzielnia energetyczna. Istotną kwestię w tym zakresie stanowi bezpieczeństwo sieci elektroenergetycznych. Istotny aspekt w kontekście spółdzielni energetycznych stanowi minimalny poziom autokonsumpcji, obecnie o wartości 40%, natomiast od 2026 roku 70%. Autobilansowanie na tak wysokim poziomie pozytywnie

		gospodarstw domowych w taryfie G, wykluczenie powstawania i funkcjonowania spółdzielni energetycznych na obszarach miejskich doprowadzi do wzrostu ubóstwa energetycznego wielu Polaków. Podmiotami zainteresowanymi tworzeniem spółdzielni energetycznych na terenach miejskich są przede wszystkim spółdzielnie czy wspólnoty mieszkaniowe, a także TBS-y. Podmioty te poprzez tworzenie spółdzielni energetycznych mogłyby zmniejszać koszty energii elektrycznej i ciepłej, zmniejszać emisję CO₂, wykorzystać w sposób racjonalny środki unijne i krajowe na lata 2021-2027 na transformację energetyczną. Powierzchnie wspólne, takie jak dachy czy elewacje, często nie są wykorzystywane, a mogłyby się przyczynić do obniżenia opłat mieszkańców dla budynku na którym umiejscowione byłyby panele PV. Członkowie naszej Spółdzielni już dekadę temu dostrzegli tą możliwość i po dziś dzień idą tą drogą, ale potrzeba w tej materii sprzyjających regulacji prawnych. Spółdzielnie energetyczne na terenach miejskich umożliwiłyby współpracę między użytkownikami, budynków o różnej charakterystyce konsumpcji energii. Wytworzona energia byłaby jednak większa niż zapotrzebowanie w częściach wspólnych. W związku z tym, nadwyżki mogłyby trafiać do wyższych bloków innych odbiorców zrzeszonych w spółdzielni energetycznej, gdzie zużycie jest duże, a powierzchnia dostępna na dachu – zbyt mała, by zamontować wystarczającą liczbę paneli PV. Zaletami spółdzielni energetycznej jest to, że nie musi ona posiadać koncesji na obrót i	na nowy zapis tego artykułu o poniższym brzmieniu: „energii elektrycznej, łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii nie przekracza 50 MW”	wpłynie na lokalne zużycie energii, co kolejno pozwoli na zmniejszenie strat na przesyłce energii elektrycznej i zachęci do dalszych inwestycji w OZE poprzez większą akceptację społeczną. Z tego względu, nie przewiduje się zniesienia powyższego wymogu.

			wytwarzanie energii elektrycznej, korzysta z systemu opustów i nie płaci za dystrybucję energii. To umożliwia obniżenie kosztów energii dla mieszkańców. Na terenach miejskich także mamy do czynienia z ubóstwem energetycznym, nie jest to tylko problem wsi jak sugeruje Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi. Nasza Spółdzielnia była partnerem/ekspertem w 3-letnim projekcie EC2 realizowanym wraz z Uniwersytetem Ekonomicznym, gdzie wspólnie z innymi partnerami z Europy badaliśmy czynniki/bariery, które uniemożliwiają powstawanie społeczności energetycznych. Projekt skupiał się również wokół obywatelstwa energetycznego i problemu ubóstwa energetycznego. Był to projekt finansowany z dotacji Komisji Europejskiej na badania i innowacje w ramach programu „Horyzont 2020”. Ewidentnie w proponowanych zapisach ustawy dostrzegamy sprzeczność z polityką i dążeniami Komisji Europejskiej. Zaproponowane przez nas zmiany wychodzą naprzeciw możliwości tworzenia spółdzielni energetycznych na terenach miejskich przez zainteresowane gminy, spółdzielnie mieszkaniowe, wspólnoty mieszkaniowe, TBS'y oraz SIM'y, przyczyniając się w ten sposób do znaczącego obniżenia kosztów energii elektrycznej i ciepłej mieszkańcy własnych budynków wielolokalowych. Zniesione winny zostać ograniczenia lokalizacyjne w celu umożliwienia prowadzenia działalności spółdzielni energetycznych na większym obszarze tzn. przynajmniej obszarze funkcjonowania		

			danego Operatora Systemu Dystrybucji (OSD). Niezasadne ekonomicznie oraz całkowicie nieracjonalne społecznie jest ograniczanie i narzucanie odgórnego kryterium związanego z pokryciem w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków. Jest niemożliwe ekonomicznie i technicznie, aby w krótkim okresie czasu członkowie spółdzielni energetycznej zainstalowali tak dużą ilość instalacji PV na częściach wspólnych budynków, aby łączna moc zainstalowanych wszystkich instalacji OZE pokryła w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków. Zasadna jest zatem propozycja wykreślenia tego zapisu. Ponadto proponujemy również zwiększenie łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii do 50 MW. W chwili obecnej jest to 10 MW i taka ilość zainstalowanej energii czyni spółdzielnie energetyczną mało efektywną i elastyczną pod kątem bilansowania tej energii dla swoich członków.		
444.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Tyska Spółdzielnia Mieszkaniowa „OSKARD”	Uzasadnienie: Akty prawne i przepisy wykonawcze znacząco ograniczają rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE) w miastach. Polska obecnie ma jedno z najwyższych cen energii w Europie, co negatywnie wpływa na konkurencyjność naszej gospodarki. Taka sytuacja jest niezrozumiała i budzi duże niezadowolenie społeczne, zwłaszcza wśród mieszkańców miast. Wkrótce nastąpi nieuniknione odmrożenie cen energii dla indywidualnych gospodarstw domowych w taryfie G oraz dla małych i średnich przedsiębiorstw w taryfie C.	Zmiana art. 38e. ust. 1. Artykuł ten wyklucza powstawanie i funkcjonowanie spółdzielni energetycznych w miastach oraz dyktuje zbyt duże i niemożliwe do zrealizowania kryterium związane z pokryciem mocy instalacji elektrycznej (aż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków, ograniczone do 40% tylko dla spółdzielni energetycznych wpisanych do rejestru do dnia 31 grudnia 2025 r.). Artykuł ten również wprowadza zbyt drastyczne ograniczenie łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wszystkich	Uwaga nieuwzględniona W kontekście propozycji przepisu dotyczącego umożliwienia działalności spółdzielni energetycznych w gminach miejskich, przepis taki znajduje się już w niniejszym projekcie ustawy. W kontekście propozycji przepisu dotyczącego zwiększenia dopuszczalnej mocy zainstalowanej instalacji OZE należących do spółdzielni energetycznej, obecnie nie przewiduje się zmian w tym zakresie.

		Spowoduje to niewątpliwie kolejne dotkliwe podwyżki cen energii elektrycznej w tych taryfach. W konsekwencji wzrośnie zarówno poziom ubóstwa energetycznego wśród Polaków jak i liczba zamykanych firm z sektora małych i średnich przedsiębiorstw. Coraz więcej mieszkańców budynków wielolokalowych zarówno w spółdzielniach i wspólnotach mieszkaniowych jak i TBS-ach ma trudności z regularnymi wpłatami należności eksploatacyjnych, remontowych i bieżących związanych z utrzymaniem części wspólnych budynków. Główną przyczyną są przede wszystkim wysokie wzrosty cen energii ciepłej i elektrycznej, które stanowią znaczącą część wydatków na utrzymanie budynków Wielolokalowych. Ograniczenie rozwoju OZE na terenach miejskich budzi olbrzymie emocje społeczne mieszkańców i narusza konstytucyjną zasadę równości wszystkich obywateli naszego kraju. W związku z tym istnieje możliwość zaskarżenia takich regulacji na poziomie krajowym i unijnym. Głównymi zainteresowanymi tworzeniem spółdzielni energetycznych w miastach są przede wszystkim spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe, a także TBS-y. Podmioty te poprzez takie działania mogłyby zmniejszać koszty energii elektrycznej i ciepłej, dodatkowo zmniejszać emisję CO₂ oraz wykorzystać w sposób przemyślany środki unijne i krajowe na lata 2021-2027 w celu transformacji energetycznej. Części wspólne budynków takie jak dachy czy elewacje, często nie są wykorzystywane, a mogłyby się przyczynić do obniżenia rachunków mieszkańców lub być dodatkowym przychodem dla budynku, na którym zostałyby zamontowane panele fotowoltaiczne.	instalacji odnawialnego źródła energii do 10 MW. a) <u>Propozycja 1:</u> Usunięcie w art. 38e. ust.1 pkt 1) zapisu: „prowadzi działalność na obszarze gminy wiejskiej lub miejsko-wiejskiej w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej lub na obszarze nie więcej niż 3 tego rodzaju gmin bezpośrednio sąsiadujących ze sobą”. b) <u>Propozycja 2:</u> Zmianę treści art. 38e. ust.1 pkt 3) ppkt a: „energii elektrycznej, łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii nie przekracza 10 MW, a ich sprawność wytwarzania energii elektrycznej umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni i jej członków” na nowy zapis tego artykułu o poniższym brzmieniu: „energii elektrycznej, łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii nie przekracza 50 MW”	Proszę jednocześnie mieć na uwadze, że na obszarze jednej gminy może powstać więcej niż jedna spółdzielnia energetyczna. Istotną kwestię w tym zakresie stanowi bezpieczeństwo sieci elektroenergetycznych. Istotny aspekt w kontekście spółdzielni energetycznych stanowi minimalny poziom autokonsumpcji, obecnie o wartości 40%, natomiast od 2026 roku 70%. Autobilansowanie na tak wysokim poziomie pozytywnie wpłynie na lokalne zużycie energii, co kolejno pozwoli na zmniejszenie strat na przesyle energii elektrycznej i zachęci do dalszych inwestycji w OZE poprzez większą akceptację społeczną. Z tego względu, nie przewiduje się zniesienia powyższego wymogu.

		Spółdzielnie energetyczne w miastach mogłyby ułatwiać współpracę między mieszkańcami budynków o różnej charakterystyce. Przykładowo: niskie budynki mieszkalne dysponują powierzchnią dachową, na której można by zamontować panele fotowoltaiczne. Wówczas mogłyby produkować więcej energii, niż jej rzeczywiście potrzebują do zaopatrzenia części wspólnych. Nadwyżki mogłyby trafiać do wyższych bloków zrzeszonych w spółdzielni energetycznej, gdzie zapotrzebowanie jest większe, ale ilość miejsca na instalacje fotowoltaiczne jest ograniczona. Dodatkowymi zaletami spółdzielni energetycznych jest zwolnienie z obowiązku posiadania koncesji na obrót i wytwarzanie energii elektrycznej a także możliwość korzystania z systemu opustów oraz brak opłat za dystrybucję energii. Dzięki temu mieszkańcy mogliby realnie obniżyć swoje rachunki. Problem ubóstwa energetycznego dotyczy nie tylko wsi, jak sugeruje Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi, ale również miast. Stanowisko Ministerstwa Rolnictwa i Rozwoju Wsi (zawarte w ogólnodostępnym piśmie z dn. 03.01.2025 r. znak sprawy: BM.wlo.0220.276.2024 dot.: KRM-0610-138-24) w kontekście tworzenia spółdzielni energetycznych w miastach jest nieakceptowalne nie tylko dla zarządców nieruchomości, ale też dla obywateli nie mających na co dzień styczności z gospodarką nieruchomościami. Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi nie ma prawa blokować rozwoju spółdzielczości energetycznej na terenach miejskich, ponieważ hamowanie go doprowadzi do utrzymywania monopolu na rynku i faworyzowania jedynie		

			mieszkańców terenów wiejskich. Jest to sprzeczne z dyrektywami unijnymi promującymi tworzenie społeczności energetycznych. Jest to również wbrew zapisom Konstytucji RP, która gwarantuje równe traktowanie wszystkich obywateli. Nikt nie może być dyskryminowany w życiu politycznym, społecznym lub gospodarczym z jakiejkolwiek przyczyny. Zamrożenie cen energii obowiązuje jedynie do lipca bieżącego roku. Dlatego TBS-y, spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe powinny mieć jak najszybszą możliwość inwestowania w rozwiązania, które obniżą rachunki mieszkańców miast eliminując lub ograniczając ubóstwo energetyczne społeczeństwa. Lokalne wytwarzanie energii sprzyja także bezpieczeństwu energetycznemu kraju. Dlatego konieczne jest umożliwienie tworzenia spółdzielni energetycznych w miastach, a obecne ograniczenia prawne powinny zostać zniesione. Istniejące zawężenie podmiotowe jest również sprzeczne z ustawą o swobodzie działalności gospodarczej z dn. 02.07.2004 r. Zaproponowane przez nas zmiany przychylają się do możliwości tworzenia spółdzielni energetycznych na terenach miejskich przez zainteresowane gminy, spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe, TBS'y oraz SIM'y, przyczyniając się w ten sposób do znacznego obniżenia kosztów energii elektrycznej i ciepłej mieszkańców własnych budynków wielolokalowych. Uchylone powinny zostać ograniczenia lokalizacyjne w celu umożliwienia prowadzenia działalności spółdzielni energetycznych na większym obszarze tzn. przynajmniej obszarze funkcjonowania danego Operatora Systemu Dystrybucji	

			(OSD). Ograniczenie działalności spółdzielni energetycznych do obszaru maksymalnie trzech gmin wiejskich lub miejsko-wiejskich jest nieuzasadnione, szkodliwe i całkowicie nieprzemyślane z wielu powodów. Niezasadne ekonomicznie oraz całkowicie nieracjonalne jest ograniczanie i odgórne narzucanie kryterium związanego z pokryciem w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków. W krótkim czasie nie jest możliwe zainstalowanie wystarczającej liczby instalacji fotowoltaicznych, aby spełnić ten warunek, stąd propozycja wykreślenia tego zapisu. Dodatkowo proponujemy podniesienie limitu łącznej mocy instalacji odnawialnych źródeł energii dla spółdzielni energetycznych z 10 MW do 50 MW. Obecne ograniczenie sprawia, że spółdzielnie nie są efektywne i mają ograniczoną elastyczność w bilansowaniu energii dla swoich członków.		
445.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Robotnicza Spółdzielnia Mieszkaniowa "Praga"	Uzasadnienie: Akty prawne i przepisy wykonawcze znacząco ograniczają rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE) w miastach. Polska obecnie ma jedno z najwyższych cen energii w Europie, co negatywnie wpływa na konkurencyjność naszej gospodarki. Taka sytuacja jest niezrozumiała i budzi duże niezadowolenie społeczne, zwłaszcza wśród mieszkańców miast. Wkrótce nastąpi nieuniknione odmrożenie cen energii dla indywidualnych gospodarstw domowych w taryfie G oraz dla małych i średnich przedsiębiorstw w taryfie C. Spowoduje to niewątpliwie kolejne dotkliwe podwyżki cen energii elektrycznej w tych taryfach. W konsekwencji wzrośnie	Zmiana art. 38e. ust. 1. Artykuł ten wyklucza powstawanie i funkcjonowanie spółdzielni energetycznych w miastach oraz dyktuje zbyt duże i niemożliwe do zrealizowania kryterium związane z pokryciem mocy instalacji elektrycznej (aż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków, ograniczone do 40% tylko dla spółdzielni energetycznych wpisanych do rejestru do dnia 31 grudnia 2025 r.). Artykuł ten również wprowadza zbyt drastyczne ograniczenie łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii do 10 MW.	Uwaga nieuwzględniona W kontekście propozycji przepisu dotyczącego umożliwienia działalności spółdzielni energetycznych w gminach miejskich, przepis taki znajduje się już w niniejszym projekcie ustawy. W kontekście propozycji przepisu dotyczącego zwiększenia dopuszczalnej mocy zainstalowanej instalacji OZE należących do spółdzielni energetycznej, obecnie nie przewiduje się zmian w tym zakresie. Proszę jednocześnie mieć na uwadze, że na obszarze jednej gminy może powstać więcej niż jedna spółdzielnia

		zarówno poziom ubóstwa energetycznego wśród Polaków jak i liczba zamykanych firm z sektora małych i średnich przedsiębiorstw. Coraz więcej mieszkańców budynków wielolokalowych zarówno w spółdzielniach i wspólnotach mieszkaniowych jak i TBS-ach ma trudności z regularnymi wpłatami należności eksploatacyjnych, remontowych i bieżących związanych z utrzymaniem części wspólnych budynków. Główną przyczyną są przede wszystkim wysokie wzrosty cen energii cieplnej i elektrycznej, które stanowią znaczącą część wydatków na utrzymanie budynków Wielolokalowych. Ograniczenie rozwoju OZE na terenach miejskich budzi olbrzymie emocje społeczne mieszkańców i narusza konstytucyjną zasadę równości wszystkich obywateli naszego kraju. W związku z tym istnieje możliwość zaskarżenia takich regulacji na poziomie krajowym i unijnym. Głównymi zainteresowanymi tworzeniem spółdzielni energetycznych w miastach są przede wszystkim spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe, a także TBS-y. Podmioty te poprzez takie działania mogłyby zmniejszać koszty energii elektrycznej i cieplnej, dodatkowo zmniejszać emisję CO₂ oraz wykorzystać w sposób przemyśłany środki unijne i krajowe na lata 2021-2027 w celu transformacji energetycznej. Części wspólne budynków takie jak dachy czy elewacje, często nie są wykorzystywane, a mogłyby się przyczynić do obniżenia rachunków mieszkańców lub być dodatkowym przychodem dla budynku, na którym zostałyby zamontowane panele fotowoltaiczne. Spółdzielnie energetyczne w miastach mogłyby ułatwiać współpracę między	c) <u>Propozycja 1:</u> Usunięcie w art. 38e. ust.1 pkt 1) zapisu: „prowadzi działalność na obszarze gminy wiejskiej lub miejsko-wiejskiej w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej lub na obszarze nie więcej niż 3 tego rodzaju gmin bezpośrednio sąsiadujących ze sobą”. d) <u>Propozycja 2:</u> Zmianę treści art. 38e. ust. 1 pkt 3) ppkt a: „energii elektrycznej, łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii nie przekracza 10 MW, a ich sprawność wytwarzania energii elektrycznej umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni i jej członków” na nowy zapis tego artykułu o poniższym brzmieniu: „energii elektrycznej, łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii nie przekracza 50 MW”	energetyczna. Istotną kwestię w tym zakresie stanowi bezpieczeństwo sieci elektroenergetycznych. Istotny aspekt w kontekście spółdzielni energetycznych stanowi minimalny poziom autokonsumpcji, obecnie o wartości 40%, natomiast od 2026 roku 70%. Autobilansowanie na tak wysokim poziomie pozytywnie wpłynie na lokalne zużycie energii, co kolejno pozwoli na zmniejszenie strat na przesyle energii elektrycznej i zachęci do dalszych inwestycji w OZE poprzez większą akceptację społeczną. Z tego względu, nie przewiduje się zniesienia powyższego wymogu.

		mieszkańcami budynków o różnej charakterystyce. Przykładowo: niskie budynki mieszkalne dysponują powierzchnią dachową, na której można by zamontować panele fotowoltaiczne. Wówczas mogłyby produkować więcej energii, niż jej rzeczywiście potrzebują do zaopatrzenia części wspólnych. Nadwyżki mogłyby trafiać do wyższych bloków zrzeszonych w spółdzielni energetycznej, gdzie zapotrzebowanie jest większe, ale ilość miejsca na instalacje fotowoltaiczne jest ograniczona. Dodatkowymi zaletami spółdzielni energetycznych jest zwolnienie z obowiązku posiadania koncesji na obrót i wytwarzanie energii elektrycznej a także możliwość korzystania z systemu opustów oraz brak opłat za dystrybucję energii. Dzięki temu mieszkańcy mogliby realnie obniżyć swoje rachunki. Problem ubóstwa energetycznego dotyczy nie tylko wsi, jak sugeruje Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi, ale również miast. Stanowisko Ministerstwa Rolnictwa i Rozwoju Wsi (zawarte w ogólnodostępnym piśmie z dn. 03.01.2025 r. znak sprawy: BM.wlo.0220.276.2024 dot.: KRM-0610-138-24) w kontekście tworzenia spółdzielni energetycznych w miastach jest nieakceptowalne nie tylko dla zarządców nieruchomości, ale też dla obywateli nie mających na co dzień styczności z gospodarką nieruchomościami. Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi nie ma prawa blokować rozwoju spółdzielczości energetycznej na terenach miejskich, ponieważ hamowanie go doprowadzi do utrzymywania monopolu na rynku i faworyzowania jedynie mieszkańców terenów wiejskich. Jest to sprzeczne z dyrektywami unijnymi promującymi tworzenie społeczności	

			energetycznych. Jest to również wbrew zapisom Konstytucji RP, która gwarantuje równe traktowanie wszystkich obywateli. Nikt nie może być dyskryminowany w życiu politycznym, społecznym lub gospodarczym z jakiejkolwiek przyczyny. Zamrożenie cen energii obowiązuje jedynie do lipca bieżącego roku. Dlatego TBS-y, spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe powinny mieć jak najszybszą możliwość inwestowania w rozwiązania, które obniżą rachunki mieszkańców miast eliminując lub ograniczając ubóstwo energetyczne społeczeństwa. Lokalne wytwarzanie energii sprzyja także bezpieczeństwu energetycznemu kraju. Dlatego konieczne jest umożliwienie tworzenia spółdzielni energetycznych w miastach, a obecne ograniczenia prawne powinny zostać zniesione. Istniejące zawężenie podmiotowe jest również sprzeczne z ustawą o swobodzie działalności gospodarczej z dn. 02.07.2004 r. Zaproponowane przez nas zmiany przychylają się do możliwości tworzenia spółdzielni energetycznych na terenach miejskich przez zainteresowane gminy, spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe, TBS'y oraz SIM'y, przyczyniając się w ten sposób do znacznego obniżenia kosztów energii elektrycznej i ciepłej mieszkańców własnych budynków wielolokalowych. Uchylone powinny zostać ograniczenia lokalizacyjne w celu umożliwienia prowadzenia działalności spółdzielni energetycznych na większym obszarze tzn. przynajmniej obszarze funkcjonowania danego Operatora Systemu Dystrybucji (OSD). Ograniczenie działalności spółdzielni		

			energetycznych do obszaru maksymalnie trzech gmin wiejskich lub miejsko-wiejskich jest nieuzasadnione, szkodliwe i całkowicie nieprzemyślane z wielu powodów. Niezasadne ekonomicznie oraz całkowicie nieracjonalne jest ograniczanie i odgórne narzucanie kryterium związanego z pokryciem w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków. W krótkim czasie nie jest możliwe zainstalowanie wystarczającej liczby instalacji fotowoltaicznych, aby spełnić ten warunek, stąd propozycja wykreślenia tego zapisu. Dodatkowo proponujemy podniesienie limitu łącznej mocy instalacji odnawialnych źródeł energii dla spółdzielni energetycznych z 10 MW do 50 MW. Obecne ograniczenie sprawia, że spółdzielnie nie są efektywne i mają ograniczoną elastyczność w bilansowaniu energii dla swoich członków.		
446.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - uwagi o charakterze ogólnym	Spółdzielnia Energetyczna Sudecka Energia	Z uwagi na modyfikację przepisów dotyczących spółdzielni energetycznych w projekcie UD162 zasadne jest zwrócenie uwagi na pominięte w projekcie kwestie dotyczące szeroko rozumianych społeczności energetycznych, tj. klastrów energii, spółdzielni energetycznych oraz obywatelskich społeczności energetycznych, w tym tych działających w obszarze odnawialnych źródeł energii (OZE) z udziałem jednostek samorządu terytorialnego. Gminna energetyka obywatelska odgrywa kluczową rolę w procesie transformacji energetycznej. Dotychczasowe doświadczenia wskazują, że społeczności energetyczne powstają i funkcjonują efektywnie, gdy ich rozwój wspiera silny lider, np. jednostka samorządu	Regulacja odpowiadająca na zdiagnozowane problemy gmin powinna być przemyślana pod kątem prawnych możliwości działania gminy i jej osób prawnych w sferze użyteczności publicznej lub poza nią na podstawie ustawy oraz modyfikować ustawę o OZE / ustawę o samorządzie gminnych / gospodarce komunalnej czy też - ustawę Prawo energetyczne. Rozwiązanie to powinno wystarczająco jasno przesądzać, że do zadań o charakterze użyteczności publicznej należy prowadzenie przez gminę lub gminną osobę prawną działalności w zakresie odpowiadającym ustawowemu przedmiotowi działalności spółdzielni energetycznej, o którym mowa w art. 2 pkt 33a ustawy o OZE, klastra energii, o	Uwaga bezprzedmiotowa Przepis art. 8 ust. 10, dodający art. 38db, rządowego projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (numer druku sejmowego 1130) został wycofany z ww. projektu.

		terytorialnego. W Polsce istnieją już spółdzielnie energetyczne złożone z gmin i ich jednostek organizacyjnych, a udział gminy w tego typu przedsięwzięciach nie tylko zwiększa ich wiarygodność, lecz także buduje akceptację społeczną dla energetyki rozproszonej. Zgodnie z art. 22 ust. 4 lit. h Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, państwa członkowskie zobowiązane są do ustanowienia ram prawnych sprzyjających rozwojowi społeczności energetycznych. Przepisy te powinny zapewniać m.in. wsparcie regulacyjne oraz pomoc w budowaniu potencjału administracyjnego, umożliwiającego władzom publicznym udział w tworzeniu i funkcjonowaniu społeczności energetycznych. Tymczasem na gruncie stosowania polskiego prawa pojawiają się problemy niektórych gmin w tworzeniu i uczestnictwie w społecznościach energetycznych, mimo, że w przypadku klastrow ich udział jest obligatoryjny a w przypadku obywatelskich społeczności energetycznych (w tym OZE) jest możliwy. Problemy te sprowadzają się między innymi do braku jednoznacznych regulacji dotyczących kwalifikacji działalności prowadzonej przez gminy w ramach społeczności energetycznych jako działalności o charakterze użyteczności publicznej. Problem ma praktyczny wymiar: są gminy, którym odmówiono wpisu do Rejestru Małych Wytwórców Energii w Instalacji Odnawialnego Źródła Energii (MIOZE) z uwagi na brak przymiotu strony	którym mowa w art. 2 pkt 15a ustawy o OZE, lub obywatelskiej społeczności energetycznej, o którym mowa w art. 3 pkt 13f ustawy Prawo energetyczne jak również tworzenie i przystępowanie do ww. społeczności energetycznych. Przepis powinien obejmować wszelkie postaci działalności w ramach poszczególnych form energetyki obywatelskiej jak również różne postaci energii – nie tylko elektryczną.	

		w postępowania czy też dokonywano interpretacji, że brak odpowiednio jasnego przepisu ustawy uniemożliwia prowadzenie działalności oraz wystawianie faktur na rzecz innych członków danej społeczności. Nie są to problemy powszechne, gdyż w rejestrze MIOZE znajduje się kilka gmin, są także spółdzielnie złożone z gmin i gminnych osób prawnych bez problemów dokonujących sprzedaży wytworzonej energii w ramach spółdzielni, czy zawierających umowy PPA. Jednak popularyzacja spółdzielni energetycznych prowadzi do powstania potrzeby ustawowego uregulowania kwestii budzących wątpliwości interpretacyjne, w taki sposób, aby: - umożliwić gminom tworzenie i uczestnictwo we wszelkich form energetyki obywatelskiej (klastry, spółdzielnie energetyczne, OZE, OSE OZE); - jednoznacznie umożliwić gminom podejmowanie wszelkiej działalności dozwolonej dla członków danej społeczności energetycznej – a zatem również podejmowania działalności o charakterze działalności regulowanej na warunkach nie ograniczających ani nie dyskryminujących gmin na tle innym podmiotów prawa. - umożliwić gminom działanie nie tylko w obszarze energii elektrycznej ale i ciepła, chłodu czy gazu. Jest to o tyle istotne, że gminy mają jako jedyne potencjał, budowania trwałej akceptacji społecznej dla energetyki obywatelskiej, gminna własność instalacji wytwórczych decyduje o trwałości i ciągłości funkcjonowania społeczności energetycznych, a także daje gwarancję udziału w tych społecznościach także		

		osobom fizycznym - mieszkańcom gminy – w szczególności tym dotkniętym ubóstwem energetycznym, takich którzy samodzielnie nie mają możliwości na podjęcie działalności w obszarze kolektywnej energetyki obywatelskiej. Nieadekwatnym sposobem poradzenia sobie z ww. problemem była propozycja przepisu art. 8 ust. 10 projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD89) dodająca art. 38db ust. 1 przewidujący ograniczenia w zakresie wielkości instalacji w których gminy mogły wytwarzać energię elektryczną w spółdzielniach energetycznych. Propozycja ta, zamiast rozwiązywać wymienione na wstępie problemy w istocie tworzy ich więcej, prowadząc w istocie do zniechęcenia gmin do angażowania się w energetykę obywatelską oraz zamknięcia drogi do dążenia do osiągnięcia samowystarczalności energetycznej z OZE, co jest celem jaki Gminy winny osiągnąć w niedalekiej perspektywie czasowej, co zostaje wyjaśnione poniżej: 1) Gminna własność instalacji zapewnia spółdzielni trwałość. Brak możliwości wytwarzania energii w instalacjach większych niż wskazane przepisem utrudniłby a nawet – wykluczył sens tworzenia spółdzielni, które dzięki większej instalacji będącej własnością gminy lub gminnej osoby prawnej wytwarzałyby energię dla osób dotkniętych ubóstwem energetycznym czy też zagrożonych wykluczeniem społecznym - zapewne liczba gmin, które by się na to zdecydowały, nie mogąc decydować o		

			źródle wytwórczym spółdzielni, byłaby mniejsza. 2) Przepis wprowadziłby nieuzasadnioną dyskryminację gmin i gminnych osób prawnych względem przedsiębiorców, którzy mogliby bez podobnych ograniczeń tworzyć spółdzielnie i wytwarzać w nich energię w oparciu o instalacje do wielkości zastrzeżonej ustawą o OZE, tj. 10 MW. Przepis doprowadziłby zatem do sytuacji w której możliwe byłoby tworzenie dużych otwartych na osoby fizyczne spółdzielni jako tworów czysto komercyjnych, ale nie takich opartych o gminy i ich zasoby. 3) Przepis dotyczy tylko i wyłącznie wytwarzania energii. Pomija taką działalność jak sprzedaż, obrót, magazynowanie którymi mogą się zajmować członkowie społeczności. Sprzedaż / obrót energią stanowią inną działalność niż wytwarzanie energii, a nie jest możliwe funkcjonowanie w spółdzielni energetycznej jako wytwórca energii bez jej sprzedawania spółdzielni lub nabywania od spółdzielni, oba rodzaje działalności powinny by były być wskazane w ustawie jako dopuszczalne. Podobnie - magazynowanie energii czy inne działania, która mogą być wykonywane przez członków społeczności energetycznych. 4) Na gruncie tak sformułowanego przepisu, jeżeli wszedłby w życie, gmina nie mogłaby utworzyć spółki celowej, która wytwarzałaby energię w instalacji większej niż wskazane w przepisie – takie gminne osoby prawne także byłyby objęte dyspozycją normy. Możliwe byłoby, że sama spółdzielnia dysponowałaby instalacją większą – jednak tutaj pojawia się kwestia kontroli źródła wytwórczego. 5) Przepis pomija aktywność gmin w klastrach energii generując kolejne		

			wątpliwości na gruncie obowiązkowego udziału JST / spółki komunalnej / jej spółki powiązanej w klastrze (od 2024 r.). 6) Przepis pomija działalność polegającą na wytwarzaniu energii cieplnej, chłodu jak i biogazu, biometanu, biogazu rolniczego – dotyczy bowiem tylko i wyłącznie energii elektrycznej. 7) Przepis pomija obywatelskie społeczności energetyczne, w których członkami mogą być gminy. 8) Wskazanie ustawą, że gmina może prowadzić działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu energii w określonej instalacji w ramach spółdzielni energetycznej doprowadziłaby do wątpliwości odnoszących się do tego co w istocie leży w zakresie zadań gminy odnoszących się do zaopatrywania w energię i ciepło. Zasadniczo bowiem gminy mogą podejmować działalność gospodarczą w sferze użyteczności publicznej albo poza nią w przypadkach wskazanych w ustawie. Określenie ustawowo możliwości wytwarzania energii ale w ograniczonym zakresie stanowiłoby przepis o którym mowa w art. 9 ust. 2 ustawy o samorządzie gminnym. Na tym tle nie byłoby jasne, czy i w jakim zakresie aktywność gminy lub innej osoby prawnej w spółdzielni energetycznej stanowi zadanie w sferze użyteczności publicznej. Brak analogicznego przepisu odnoszącego się do klastrow w których udział JST jest obligatoryjny (czy w odniesieniu do OZE i OSE OZE gdzie udział gminy jest możliwy) prowadziłby do wniosku, że w klastrze gminy nie mogą wytwarzać energii elektrycznej bo brak byłoby analogicznego zezwolenia w ustawie.		
447.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego	Unia Spółdzielców Mieszkaniowych w Polsce	Uzasadnienie:	Zmiana art. 38e. ust. 1. Artykuł ten wyklucza powstawanie i	Uwaga nieuwzględniona

2015 r. o odnawialnych źródłach energii			Akty prawne i przepisy wykonawcze znacząco ograniczają rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE) w miastach. Polska obecnie ma jedno z najwyższych cen energii w Europie, co negatywnie wpływa na konkurencyjność naszej gospodarki. Taka sytuacja jest niezrozumiała i budzi duże niezadowolenie społeczne, zwłaszcza wśród mieszkańców miast. Wkrótce nastąpi nieuniknione odmrożenie cen energii dla indywidualnych gospodarstw domowych w taryfie G oraz dla małych i średnich przedsiębiorstw w taryfie C. Spowoduje to niewątpliwie kolejne dotkliwe podwyżki cen energii elektrycznej w tych taryfach. W konsekwencji wzrośnie zarówno poziom ubóstwa energetycznego wśród Polaków jak i liczba zamykanych firm z sektora małych i średnich przedsiębiorstw. Coraz więcej mieszkańców budynków wielolokalowych zarówno w spółdzielniach i wspólnotach mieszkaniowych jak i TBS-ach ma trudności z regularnymi wpłatami należności eksploatacyjnych, remontowych i bieżących związanych z utrzymaniem części wspólnych budynków. Główną przyczyną są przede wszystkim wysokie wzrosty cen energii cieplnej i elektrycznej, które stanowią znaczącą część wydatków na utrzymanie budynków Wielolokalowych. Ograniczenie rozwoju OZE na terenach miejskich budzi olbrzymie emocje społeczne mieszkańców i narusza konstytucyjną zasadę równości wszystkich obywateli naszego kraju. W związku z tym istnieje możliwość zaskarżenia takich regulacji na poziomie krajowym i unijnym. Głównymi zainteresowanymi tworzeniem spółdzielni energetycznych w miastach są przede wszystkim spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe, a także TBS-y. Podmioty te	funkcjonowanie spółdzielni energetycznych w miastach oraz dyktuje zbyt duże i niemożliwe do zrealizowania kryterium związane z pokryciem mocy instalacji elektrycznej (aż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków, ograniczone do 40% tylko dla spółdzielni energetycznych wpisanych do rejestru do dnia 31 grudnia 2025 r.). Artykuł ten również wprowadza zbyt drastyczne ograniczenie łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii do 10 MW. e) <u>Propozycja 1:</u> Usunięcie w art. 38e. ust. 1 pkt 1) zapisu: „prowadzi działalność na obszarze gminy wiejskiej lub miejsko-wiejskiej w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej lub na obszarze nie więcej niż 3 tego rodzaju gmin bezpośrednio sąsiadujących ze sobą”. f) <u>Propozycja 2:</u> Zmianę treści art. 38e. ust. 1 pkt 3) ppkt a: „energii elektrycznej, łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii nie przekracza 10 MW, a ich sprawność wytwarzania energii elektrycznej umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni i jej członków” na nowy zapis tego artykułu o poniższym brzmieniu: „energii elektrycznej, łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii nie	W kontekście propozycji przepisu dotyczącego umożliwienia działalności spółdzielni energetycznych w gminach miejskich, przepis taki znajduje się już w niniejszym projekcie ustawy. W kontekście propozycji przepisu dotyczącego zwiększenia dopuszczalnej mocy zainstalowanej instalacji OZE należących do spółdzielni energetycznej, obecnie nie przewiduje się zmian w tym zakresie. Proszę jednocześnie mieć na uwadze, że na obszarze jednej gminy może powstać więcej niż jedna spółdzielnia energetyczna. Istotną kwestię w tym zakresie stanowi bezpieczeństwo sieci elektroenergetycznych. Istotny aspekt w kontekście spółdzielni energetycznych stanowi minimalny poziom autokonsumpcji, obecnie o wartości 40%, natomiast od 2026 roku 70%. Autobilansowanie na tak wysokim poziomie pozytywnie wpłynie na lokalne zużycie energii, co kolejno pozwoli na zmniejszenie strat na przesyle energii elektrycznej i zachęci do dalszych inwestycji w OZE poprzez większą akceptację społeczną. Z tego względu, nie przewiduje się zniesienia powyższego wymogu.

		poprzez takie działanie mogłyby zmniejszać koszty energii elektrycznej i ciepłej, dodatkowo zmniejszać emisję CO₂ oraz wykorzystać w sposób przemysłowy środki unijne i krajowe na lata 2021-2027 w celu transformacji energetycznej. Części wspólne budynków takie jak dachy czy elewacje, często nie są wykorzystywane, a mogłyby się przyczynić do obniżenia rachunków mieszkańców lub być dodatkowym przychodem dla budynku, na którym zostałyby zamontowane panele fotowoltaiczne. Spółdzielnie energetyczne w miastach mogłyby ułatwiać współpracę między mieszkańcami budynków o różnej charakterystyce. Przykładowo: niskie budynki mieszkalne dysponują powierzchnią dachową, na której można by zamontować panele fotowoltaiczne. Wówczas mogłyby produkować więcej energii, niż jej rzeczywiście potrzebują do zaopatrzenia części wspólnych. Nadwyżki mogłyby trafiać do wyższych bloków zrzeszonych w spółdzielni energetycznej, gdzie zapotrzebowanie jest większe, ale ilość miejsca na instalacje fotowoltaiczne jest ograniczona. Dodatkowymi zaletami spółdzielni energetycznych jest zwolnienie z obowiązku posiadania koncesji na obrót i wytwarzanie energii elektrycznej a także możliwość korzystania z systemu opustów oraz brak opłat za dystrybucję energii. Dzięki temu mieszkańcy mogliby realnie obniżyć swoje rachunki. Problem ubóstwa energetycznego dotyczy nie tylko wsi, jak sugeruje Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi, ale również miast. Stanowisko Ministerstwa Rolnictwa i Rozwoju Wsi (zawarte w ogólnodostępnym piśmie z dn. 03.01.2025 r. znak sprawy:	przekracza 50 MW”	

		BM.wlo.0220.276.2024 dot.: KRM-0610-138-24) w kontekście tworzenia spółdzielni energetycznych w miastach jest nieakceptowalne nie tylko dla zarządców nieruchomości, ale też dla obywateli nie mających na co dzień styczności z gospodarką nieruchomościami Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi nie ma prawa blokować rozwoju spółdzielczości energetycznej na terenach miejskich, ponieważ hamowanie go doprowadzi do utrzymywania monopolu na rynku i faworyzowania jedynie mieszkańców terenów wiejskich. Jest to sprzeczne z dyrektywami unijnymi promującymi tworzenie społeczności energetycznych. Jest to również wbrew zapisom Konstytucji RP, która gwarantuje równe traktowanie wszystkich obywateli. Nikt nie może być dyskryminowany w życiu politycznym, społecznym lub gospodarczym z jakiegokolwiek przyczyny. Zamrożenie cen energii obowiązuje jedynie do lipca bieżącego roku. Dlatego TBS-y, spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe powinny mieć jak najszybszą możliwość inwestowania w rozwiązania, które obniżą rachunki mieszkańców miast eliminując lub ograniczając ubóstwo energetyczne społeczeństwa. Lokalne wytwarzanie energii sprzyja także bezpieczeństwu energetycznemu kraju. Dlatego konieczne jest umożliwienie tworzenia spółdzielni energetycznych w miastach, a obecne ograniczenia prawne powinny zostać zniesione. Istniejące zawężenie podmiotowe jest również sprzeczne z ustawą o swobodzie działalności gospodarczej z dn. 02.07.2004 r. Zaproponowane przez nas zmiany przychylają się do możliwości tworzenia		

			spółdzielni energetycznych na terenach miejskich przez zainteresowane gminy, spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe, TBS'y oraz SIM'y, przyczyniając się w ten sposób do znacznego obniżenia kosztów energii elektrycznej i ciepłej wody dla mieszkańców własnych budynków wielolokalowych. Uchylone powinny zostać ograniczenia lokalizacyjne w celu umożliwienia prowadzenia działalności spółdzielni energetycznych na większym obszarze tzn. przynajmniej obszarze funkcjonowania danego Operatora Systemu Dystrybucji (OSD). Ograniczenie działalności spółdzielni energetycznych do obszaru maksymalnie trzech gmin wiejskich lub miejsko-wiejskich jest nieuzasadnione, szkodliwe i całkowicie nieprzemyślane z wielu powodów. Niezasadne ekonomicznie oraz całkowicie nieracjonalne jest ograniczanie i odgórne narzucanie kryterium związanego z pokryciem w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków. W krótkim czasie nie jest możliwe zainstalowanie wystarczającej liczby instalacji fotowoltaicznych, aby spełnić ten warunek, stąd propozycja wykreślenia tego zapisu. Dodatkowo proponujemy podniesienie limitu łącznej mocy instalacji odnawialnych źródeł energii dla spółdzielni energetycznych z 10 MW do 50 MW. Obecne ograniczenie sprawia, że spółdzielnie nie są efektywne i mają ograniczoną elastyczność w bilansowaniu energii dla swoich członków.		
448.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o	Regionalny Związek Rewizyjny Spółdzielczości Mieszkaniowej w Katowicach	Uzasadnienie: Akty prawne i przepisy wykonawcze ograniczają w dużej mierze rozwój związany z pozyskiwaniem energii z OZE na terenach miejskich. Polska w chwili obecnej ma najwyższe ceny energii w	Ustawa o odnawialnych źródłach energii (tekst jednolity Dz. U. z 2024 r. poz1361) Zmiana art. 38e. ust. 1.	Uwaga nieuwzględniona W kontekście propozycji przepisu dotyczącego umożliwienia działalności spółdzielni

	odnawialnych źródłach energii	Europie, co czyni nasz kraj niekonkurencyjny w stosunku do innych europejskich gospodarek. Jest to bulwersujące i niezrozumiałe dla wielu milionów Polaków zamieszkujących tereny miejskie. W najbliższym okresie czasu nastąpi nieuniknione odmrożenie cen energii dla indywidualnych gospodarstw domowych w taryfie G oraz dla MŚP w taryfie C. Zaskutkuje to niewątpliwie kolejnymi drastycznymi podwyżkami cen energii elektrycznej w tych taryfach, doprowadzając do wzrostu ubóstwa energetycznego wielu Polaków jak i również do tysięcy kolejnych zamykanych małych i średnich polskich firm. W chwili obecnej coraz większa ilość mieszkańców budynków wielolokalowych w tbs, spółdzielniach i wspólnotach mieszkaniowych zaczyna zalegać z opłatami eksploatacyjnymi, remontowymi i bieżącymi związanymi z utrzymaniem części wspólnych budynków. Powodem są przede wszystkim gigantyczne wzrosty cen energii cieplnej i elektrycznej, które w strukturze utrzymania każdego budynku wielolokalowego są najwyższymi kosztami. Ograniczenie rozwoju OZE na terenach miejskich budzi olbrzymie emocje społeczne mieszkańców obszarów miejskich i jest wbrew konstytucyjnemu prawu równości wszystkich mieszkańców naszego kraju oraz w związku z tym podlega możliwości zaskarżenia na szczeblu najwyższych organów krajowym i unijnym. Podmiotami zainteresowanymi tworzeniem spółdzielni energetycznych na terenach miejskich są przede wszystkim spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe, a także TBS-y. Podmioty te poprzez tworzenie spółdzielni energetycznych mogłyby zmniejszać koszty energii elektrycznej i cieplnej, zmniejszać emisję	Artykuł ten wyklucza powstawanie i funkcjonowanie spółdzielni energetycznych na obszarach miejskich oraz narzuca zbyt duże i nierealne kryterium związane z pokryciem mocy zainstalowanej elektrycznej (aż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków, ograniczone do 40% jedynie dla spółdzielni energetycznych wpisanych do rejestru do 31 grudnia 2025 r.). Artykuł ten również wprowadza zbyt daleko idące ograniczenie łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii do 10 MW Propozycja 1: Usunięcie w art. 38e. ust.1 pkt 1) zapisu: „prowadzi działalność na obszarze gminy wiejskiej lub miejsko-wiejskiej w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej lub na obszarze nie więcej niż 3 tego rodzaju gmin bezpośrednio sąsiadujących ze sobą” Propozycja 2: Zmianę treści art. 38e. ust.1 pkt 3) ppkt. a: „energii elektrycznej, łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii nie przekracza 10 MW, a ich sprawność wytwarzania energii elektrycznej umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni i jej członków” na nowy zapis tego artykułu o poniższym brzmieniu:	energetycznych w gminach miejskich, przepis taki znajduje się już w niniejszym projekcie ustawy. W kontekście propozycji przepisu dotyczącego zwiększenia dopuszczalnej mocy zainstalowanej instalacji OZE należących do spółdzielni energetycznej, obecnie nie przewiduje się zmian w tym zakresie. Proszę jednocześnie mieć na uwadze, że na obszarze jednej gminy może powstać więcej niż jedna spółdzielnia energetyczna. Istotną kwestię w tym zakresie stanowi bezpieczeństwo sieci elektroenergetycznych. Istotny aspekt w kontekście spółdzielni energetycznych stanowi minimalny poziom autokonsumpcji, obecnie o wartości 40%, natomiast od 2026 roku 70%. Autobilansowanie na tak wysokim poziomie pozytywnie wpłynie na lokalne zużycie energii, co kolejno pozwoli na zmniejszenie strat na przesyle energii elektrycznej i zachęci do dalszych inwestycji w OZE poprzez większą akceptację społeczną. Z tego względu, nie przewiduje się zniesienia powyższego wymogu.

			CO₂, wykorzystać w sposób racjonalny środki unijne i krajowe na lata 2021-2027 na transformację energetyczną. Powierzchnie wspólne, takie jak dachy czy elewacje, często nie są wykorzystywane, a mogłyby się przyczynić do obniżenia rachunków mieszkańców lub być dodatkowym przychodem dla budynku na którym umiejscowione byłyby panele PV. Spółdzielnie energetyczne na terenach miejskich umożliwiłyby współpracę między mieszkańcami budynków o różnej charakterystyce. Przykładowo, niskie budynki mieszkalne często dysponują dużą powierzchnią dachową, na której można by zamontować panele fotowoltaiczne. Wytworzona energia byłaby jednak większa niż zapotrzebowanie w częściach wspólnych. W związku z tym, nadwyżki mogłyby trafiać do wyższych bloków innych odbiorców zrzeszonych w spółdzielni energetycznej, gdzie zużycie jest duże, a powierzchnia dostępna na dachu – zbyt mała, by zamontować wystarczającą liczbę paneli PV. Zaletami spółdzielni energetycznej jest to, że nie musi ona posiadać koncesji na obrót i wytwarzanie energii elektrycznej, korzysta z systemu opustów i nie płaci za dystrybucję energii. To umożliwia obniżenie kosztów energii dla mieszkańców. Na terenach miejskich także mamy do czynienia z ubóstwem energetycznym, nie jest to tylko problem wsi jak sugeruje Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi. Postawa Ministerstwa Rolnictwa i Rozwoju Wsi (zawarta w ogólnodostępnym piśmie z dn. 03.01.2025 r. znak sprawy: BM.wlo.0220.276.2024 dot.: KRM-0610-138-24) w kontekście tworzenia spółdzielni energetycznych na terenach miejskich jest naszym zdaniem oraz zdaniem milionów Polaków jak i również samych zarządców	„energii elektrycznej, łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii nie przekracza 50 MW”	

			nieruchomości bulwersująca i nie do zaakceptowania. Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi nie ma prawa blokowania rozwoju spółdzielczości energetycznej na terenach miejskich, tworząc w ten sposób jedynie korzystne monopole i przywileje dla mieszkańców terenów wiejskich. Jest to wbrew dyrektywom unijnym namawiającym w swoich zapisach do tworzenia obywatelskich społeczności energetycznych. Jest to również, a może przede wszystkim wbrew zapisom Konstytucji RP, która stanowi, że wszyscy są wobec prawa równi. Wszyscy mają prawo do równego traktowania przez władze publiczne. Nikt nie może być dyskryminowany w życiu politycznym, społecznym lub gospodarczym z jakiejkolwiek przyczyny. Ceny energii są zamrożone tylko do lipca br., więc TBS-y, spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe powinny mieć jak najszybciej możliwość inwestować w rozwiązania, które obniżą rachunki mieszkańców terenów miejskich eliminując w ten sposób lub ograniczając ubóstwo energetyczne naszego społeczeństwa. Taki model dywersyfikacji energii na szczeblu lokalnym wpływa również na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju. Stąd też powstaje konieczność umożliwienia tworzenia spółdzielni energetycznych na terenach miejskich. Istniejące zawężenie podmiotowe jest także sprzeczne z ustawą o swobodzie działalności gospodarczej z dn. 02.07.2004 r. Zaproponowane przez nas zmiany wychodzą naprzeciwko możliwości tworzenia spółdzielni energetycznych na terenach miejskich przez zainteresowane gminy, spółdzielnie mieszkaniowe, wspólnoty mieszkaniowe, TBS'y oraz SIM'y, przyczyniając się w ten sposób do znaczącego obniżenia kosztów energii	

			elektrycznej i ciepłej mieszkańców własnych budynków wielolokalowych. Zniesione winny zostać ograniczenia lokalizacyjne w celu umożliwienia prowadzenia działalności spółdzielni energetycznych na większym obszarze tzn. przynajmniej obszarze funkcjonowania danego Operatora Systemu Dystrybucji (OSD). Ograniczenie działalności spółdzielni energetycznych do obszaru nie więcej niż 3 gmin wiejskich lub miejsko-wiejskich jest zbędne, szkodliwe i całkowicie nieracjonalne z wielu powodów. Niezasadne ekonomicznie oraz całkowicie nieracjonalne jest ograniczanie i odgórne narzucanie odgórnego kryterium związanego z pokryciem w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków. Jest niemożliwe ekonomicznie i technicznie, aby w krótkim okresie czasu członkowie spółdzielni energetycznej zainstalowali tak dużą ilość instalacji PV na częściach wspólnych budynków, aby łączna moc zainstalowanych wszystkich instalacji OZE pokryła w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków. Propozycja wykreślenia tego zapisu. Ponadto proponujemy również zwiększenie łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii aby nie przekracza 50 MW. W chwili obecnej jest to 10 MW i taka ilość zainstalowanej energii czyni spółdzielnie energetyczną mało efektywną i elastyczną pod kątem bilansowania tej energii dla swoich członków.		
449.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o	Instytut Gospodarki Nieruchomościami	Uzasadnienie: Akty prawne i przepisy wykonawcze ograniczają w dużej mierze rozwój związany z pozyskiwaniem energii z OZE na terenach miejskich. Polska w chwili	Ustawa o odnawialnych źródłach energii (tekst jednolity Dz. U. z 2024 r. poz1361) Zmiana art. 38e. ust. 1.	Uwaga nieuwzględniona W kontekście propozycji przepisu dotyczącego umożliwienia

	odnawialnych źródłach energii		obecnej ma najwyższe ceny energii w Europie, co czyni nasz kraj niekonkurencyjny w stosunku do innych europejskich gospodarek. Jest to bulwersujące i niezrozumiałe dla wielu milionów Polaków zamieszkujących tereny miejskie. W najbliższym okresie czasu nastąpi nieuniknione odmrożenie cen energii dla indywidualnych gospodarstw domowych w taryfie G oraz dla MŚP w taryfie C. Zaskutkuje to niewątpliwie kolejnymi drastycznymi podwyżkami cen energii elektrycznej w tych taryfach, doprowadzając do wzrostu ubóstwa energetycznego wielu Polaków jak i również do tysięcy kolejnych zamykanych małych i średnich polskich firm. W chwili obecnej coraz większa ilość mieszkańców budynków wielolokalowych w tbs, spółdzielniach i wspólnotach mieszkaniowych zaczyna zalegać z opłatami eksploatacyjnymi, remontowymi i bieżącymi związanymi z utrzymaniem części wspólnych budynków. Powodem są przede wszystkim gigantyczne wzrosty cen energii cieplnej i elektrycznej, które w strukturze utrzymania każdego budynku wielolokalowego są najwyższymi kosztami. Ograniczenie rozwoju OZE na terenach miejskich budzi olbrzymie emocje społeczne mieszkańców obszarów miejskich i jest wbrew konstytucyjnemu prawu równości wszystkich mieszkańców naszego kraju oraz w związku z tym podlega możliwości zaskarżenia na szczeblu najwyższych organów krajowym i unijnym. Podmiotami zainteresowanymi tworzeniem spółdzielni energetycznych na terenach miejskich są przede wszystkim spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe, a także TBS-y. Podmioty te poprzez tworzenie spółdzielni energetycznych mogłyby zmniejszać koszty energii	Artykuł ten wyklucza powstawanie i funkcjonowanie spółdzielni energetycznych na obszarach miejskich oraz narzuca zbyt duże i nierealne kryterium związane z pokryciem mocy zainstalowanej elektrycznej (aż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków, ograniczone do 40% jedynie dla spółdzielni energetycznych wpisanych do rejestru do 31 grudnia 2025 r.). Artykuł ten również wprowadza zbyt daleko idące ograniczenie łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii do 10 MW Propozycja 1: Usunięcie w art. 38e. ust.1 pkt 1) zapisu: „prowadzi działalność na obszarze gminy wiejskiej lub miejsko-wiejskiej w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej lub na obszarze nie więcej niż 3 tego rodzaju gmin bezpośrednio sąsiadujących ze sobą” Propozycja 2: Zmianę treści art. 38e. ust.1 pkt 3) ppkt. a: „energii elektrycznej, łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii nie przekracza 10 MW, a ich sprawność wytwarzania energii elektrycznej umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni i jej członków” na nowy zapis tego artykułu o poniższym brzmieniu: „energii elektrycznej, łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich	działalności spółdzielni energetycznych w gminach miejskich, przepis taki znajduje się już w niniejszym projekcie ustawy. W kontekście propozycji przepisu dotyczącego zwiększenia dopuszczalnej mocy zainstalowanej instalacji OZE należących do spółdzielni energetycznej, obecnie nie przewiduje się zmian w tym zakresie. Proszę jednocześnie mieć na uwadze, że na obszarze jednej gminy może powstać więcej niż jedna spółdzielnia energetyczna. Istotną kwestię w tym zakresie stanowi bezpieczeństwo sieci elektroenergetycznych. Istotny aspekt w kontekście spółdzielni energetycznych stanowi minimalny poziom autokonsumpcji, obecnie o wartości 40%, natomiast od 2026 roku 70%. Autobilansowanie na tak wysokim poziomie pozytywnie wpłynie na lokalne zużycie energii, co kolejno pozwoli na zmniejszenie strat na przesyle energii elektrycznej i zachęci do dalszych inwestycji w OZE poprzez większą akceptację społeczną. Z tego względu, nie przewiduje się zniesienia powyższego wymogu.

			elektrycznej i ciepłej, zmniejszać emisję CO₂, wykorzystać w sposób racjonalny środki unijne i krajowe na lata 2021-2027 na transformację energetyczną. Powierzchnie wspólne, takie jak dachy czy elewacje, często nie są wykorzystywane, a mogłyby się przyczynić do obniżenia rachunków mieszkańców lub być dodatkowym przychodem dla budynku na którym umiejscowione byłyby panele PV. Spółdzielnie energetyczne na terenach miejskich umożliwiłyby współpracę między mieszkańcami budynków o różnej charakterystyce. Przykładowo, niskie budynki mieszkalne często dysponują dużą powierzchnią dachową, na której można by zamontować panele fotowoltaiczne. Wytworzona energia byłaby jednak większa niż zapotrzebowanie w częściach wspólnych. W związku z tym, nadwyżki mogłyby trafiać do wyższych bloków innych odbiorców zrzeszonych w spółdzielni energetycznej, gdzie zużycie jest duże, a powierzchnia dostępna na dachu – zbyt mała, by zamontować wystarczającą liczbę paneli PV. Zaletami spółdzielni energetycznej jest to, że nie musi ona posiadać koncesji na obrót i wytwarzanie energii elektrycznej, korzysta z systemu opustów i nie płaci za dystrybucję energii. To umożliwia obniżenie kosztów energii dla mieszkańców. Na terenach miejskich także mamy do czynienia z ubóstwem energetycznym, nie jest to tylko problem wsi jak sugeruje Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi. Postawa Ministerstwa Rolnictwa i Rozwoju Wsi (zawarta w ogólnodostępnym piśmie z dn. 03.01.2025 r. znak sprawy: BM.wlo.0220.276.2024 dot.: KRM-0610-138-24) w kontekście tworzenia spółdzielni energetycznych na terenach miejskich jest naszym zdaniem oraz zdaniem milionów	instalacji odnawialnego źródła energii nie przekracza 50 MW”	

		Polaków jak i również samych zarządców nieruchomości bulwersująca i nie do zaakceptowania. Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi nie ma prawa blokowania rozwoju spółdzielczości energetycznej na terenach miejskich, tworząc w ten sposób jedynie korzystne monopole i przywileje dla mieszkańców terenów wiejskich. Jest to wbrew dyrektywom unijnym namawiającym w swoich zapisach do tworzenia obywatelskich społeczności energetycznych. Jest to również, a może przede wszystkim wbrew zapisom Konstytucji RP, która stanowi, że wszyscy są wobec prawa równi. Wszyscy mają prawo do równego traktowania przez władze publiczne. Nikt nie może być dyskryminowany w życiu politycznym, społecznym lub gospodarczym z jakiegokolwiek przyczyny. Ceny energii są zamrożone tylko do lipca br., więc TBS-y, spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe powinny mieć jak najszybciej możliwość inwestować w rozwiązania, które obniżą rachunki mieszkańców terenów miejskich eliminując w ten sposób lub ograniczając ubóstwo energetyczne naszego społeczeństwa. Taki model dywersyfikacji energii na szczeblu lokalnym wpływa również na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju. Stąd też powstaje konieczność umożliwienia tworzenia spółdzielni energetycznych na terenach miejskich. Istniejące zawężenie podmiotowe jest także sprzeczne z ustawą o swobodzie działalności gospodarczej z dn. 02.07.2004 r. Zaproponowane przez nas zmiany wychodzą naprzeciwko możliwości tworzenia spółdzielni energetycznych na terenach miejskich przez zainteresowane gminy, spółdzielnie mieszkaniowe, wspólnoty mieszkaniowe, TBS'y oraz SIM'y, przyczyniając się w ten sposób do	

			znaczącego obniżenia kosztów energii elektrycznej i ciepłej mieszkańcy własnych budynków wielolokalowych. Zniesione winny zostać ograniczenia lokalizacyjne w celu umożliwienia prowadzenia działalności spółdzielni energetycznych na większym obszarze tzn. przynajmniej obszarze funkcjonowania danego Operatora Systemu Dystrybucji (OSD). Ograniczenie działalności spółdzielni energetycznych do obszaru nie więcej niż 3 gmin wiejskich lub miejsko-wiejskich jest zbędne, szkodliwe i całkowicie nieracjonalne z wielu powodów. Niezasadne ekonomicznie oraz całkowicie nieracjonalne jest ograniczanie i odgórne narzucanie odgórnego kryterium związanego z pokryciem w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków. Jest niemożliwe ekonomicznie i technicznie, aby w krótkim okresie czasu członkowie spółdzielni energetycznej zainstalowali tak dużą ilość instalacji PV na częściach wspólnych budynków, aby łączna moc zainstalowanych wszystkich instalacji OZE pokryła w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków. Propozycja wykreślenia tego zapisu. Ponadto proponujemy również zwiększenie łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii aby nie przekracza 50 MW. W chwili obecnej jest to 10 MW i taka ilość zainstalowanej energii czyni spółdzielnie energetyczną mało efektywną i elastyczną pod kątem bilansowania tej energii dla swoich członków.		
450.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o	Katowicka Spółdzielnia Mieszkaniowa	Uzasadnienie: Obowiązujące akty prawne i przepisy wykonawcze ograniczają w dużej mierze rozwój związany z pozyskiwaniem energii z OZE na terenach miejskich. Tym	Propozycja 1 zmiany art. 9 pkt. 3 ustawy o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w	Uwaga nieuwzględniona W kontekście propozycji przepisu dotyczącego umożliwienia

	odnawialnych źródeł energii		samym celem jest zmiana przepisów w tym zakresie. Polska w chwili obecnej ma jedną z najwyższych cen energii w Europie, co czyni nasz kraj niekonkurencyjnym w stosunku do innych europejskich gospodarek. Jest to niezrozumiałe dla wielu milionów Polaków zamieszkujących tereny miejskie. W najbliższym okresie czasu nastąpi nieuniknione odmrożenie cen energii dla indywidualnych gospodarstw domowych w taryfie G oraz dla MŚP w taryfie C, co niewątpliwie będzie skutkowało kolejnymi drastycznymi podwyżkami cen energii elektrycznej w tych taryfach, doprowadzając do wzrostu ubóstwa energetycznego wielu Polaków jak i również do likwidacji kolejnych małych i średnich polskich firm. W chwili obecnej coraz większa ilość mieszkańców budynków wielolokalowych w spółdzielniach, wspólnotach mieszkaniowych jak i w TBS-ach zaczyna zalegać z opłatami eksploatacyjnymi, remontowymi i bieżącymi związanymi z utrzymaniem części wspólnych budynków. Powodem są przede wszystkim gigantyczne wzrosty cen energii cieplnej i elektrycznej, które w strukturze utrzymania każdego budynku wielolokalowego są najwyższymi kosztami eksploatacyjnymi. Ograniczenie rozwoju OZE na terenach miejskich budzi olbrzymie emocje społeczne mieszkańców obszarów miejskich. <u>Ponadto obowiązujący zakaz tworzenia spółdzielni energetycznych w miastach narusza przepisy prawa unijnego, w tym Dyrektywę Red II oraz przepisy Konstytucji RP, w szczególności art. 32 Konstytucji zgodnie z którym wszyscy mają prawo do równego traktowania przez władze publiczne, a co za tym idzie nikt nie może być dyskryminowany w życiu</u>	morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw: 3) w art. 38e. ust.1 uchyla się pkt 1) Propozycja zmierza do zmiany art. 38e. ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii (tekst jednolity Dz. U. z 2024 r. poz.1361) i m.in. skreślenie postanowienia, że: „prowadzi działalność na obszarze gminy wiejskiej lub miejsko-wiejskiej w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej lub na obszarze nie więcej niż 3 tego rodzaju gmin bezpośrednio sąsiadujących ze sobą” Przepis art. 38 e ust. 1 w obecnym brzmieniu wyklucza powstawanie i funkcjonowanie spółdzielni energetycznych na obszarach miejskich oraz narzuca zbyt duże i nierealne kryterium związane z pokryciem mocy zainstalowanej elektrycznej (aż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków, ograniczone do 40% jedynie dla spółdzielni energetycznych wpisanych do rejestru do 31 grudnia 2025 r.). Artykuł ten również wprowadza zbyt daleko idące ograniczenie łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii do 10 MW. Tym samym zasadna jest również wprowadzenie dalszych zmian do tego przepisu art. 38 e w/w ustawy. W związku z tym proponujemy w art. 9 ustawy o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw po pkt. 3 dodanie punktu 3¹⁾ w brzmieniu : „ w art. 38 ust.1 pkt 3) ppkt. a otrzymuje brzmienie:	działalności spółdzielni energetycznych w gminach miejskich, przepis taki znajduje się już w niniejszym projekcie ustawy. W kontekście propozycji przepisu dotyczącego zwiększenia dopuszczalnej mocy zainstalowanej instalacji OZE należących do spółdzielni energetycznej, obecnie nie przewiduje się zmian w tym zakresie. Proszę jednocześnie mieć na uwadze, że na obszarze jednej gminy może powstać więcej niż jedna spółdzielnia energetyczna. Istotną kwestię w tym zakresie stanowi bezpieczeństwo sieci elektroenergetycznych. Istotny aspekt w kontekście spółdzielni energetycznych stanowi minimalny poziom autokonsumpcji, obecnie o wartości 40%, natomiast od 2026 roku 70%. Autobilansowanie na tak wysokim poziomie pozytywnie wpłynie na lokalne zużycie energii, co kolejno pozwoli na zmniejszenie strat na przesyle energii elektrycznej i zachęci do dalszych inwestycji w OZE poprzez większą akceptację społeczną. Z tego względu, nie przewiduje się zniesienia powyższego wymogu.

		politycznym, społecznym lub gospodarczym z jakiegokolwiek przyczyny. Podmiotami zainteresowanymi tworzeniem spółdzielni energetycznych na terenach miejskich są przede wszystkim spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe, a także TBS-y. Podmioty te poprzez tworzenie spółdzielni energetycznych mogłyby zmniejszać koszty energii elektrycznej i ciepłej, zmniejszać emisję CO₂, wykorzystać w sposób racjonalny środki unijne i krajowe na lata 2021-2027 na transformację energetyczną. Powierzchnie wspólne, takie jak dachy czy elewacje budynków, często nie są wykorzystywane, a mogłyby się przyczynić do obniżenia rachunków mieszkańców lub być dodatkowym przychodem dla budynku na którym umiejscowione byłyby panele PV. Spółdzielnie energetyczne na terenach miejskich umożliwiłyby współpracę między mieszkańcami budynków o różnej charakterystyce. Przykładowo, niskie budynki mieszkalne często dysponują dużą powierzchnią dachową, na której można by zamontować panele fotowoltaiczne. Wytworzona energia byłaby jednak większa niż zapotrzebowanie w częściach wspólnych. W związku z tym, nadwyżki mogłyby trafiać do wyższych bloków innych odbiorców zrzeszonych w spółdzielni energetycznej, gdzie zużycie jest duże, a powierzchnia dostępna na dachu – zbyt mała, by zamontować wystarczającą liczbę paneli PV. Zaletami spółdzielni energetycznej jest to, że nie musi ona posiadać koncesji na obrót i wytwarzanie energii elektrycznej, korzysta z systemu opustów i nie płaci za dystrybucję energii. To umożliwia obniżenie kosztów energii dla mieszkańców. Na terenach miejskich także mamy do czynienia z	„energii elektrycznej, łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii nie przekracza 50 MW”	

		ubóstwem energetycznym, nie jest to tylko problem wsi jak sugeruje Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi. Postawa Ministerstwa Rolnictwa i Rozwoju Wsi (zawarta w ogólnodostępnym piśmie z dn. 03.01.2025 r. znak sprawy: BM.wlo.0220.276.2024 dot.: KRM-0610-138-24) w kontekście tworzenia spółdzielni energetycznych na terenach miejskich jest naszym zdaniem oraz zdaniem milionów Polaków jak i również samych zarządców nieruchomości nie do zaakceptowania. Stanowisko Ministerstwa Rolnictwa i Rozwoju Wsi zmierza do dalszego zablokowania rozwoju spółdzielczości energetycznej na terenach miejskich, tworząc w ten sposób jedynie korzystne monopole i przywileje dla mieszkańców terenów wiejskich. Takie stanowisko jest sprzeczne z dyrektywami unijnym namawiającym w swoich zapisach do tworzenia obywatelskich społeczności energetycznych. Stanowisko takie pozostaje również w sprzeczności z przepisami Konstytucji RP, która stanowi, że wszyscy są wobec prawa równi. Wszyscy mają prawo do równego traktowania przez władze publiczne. Nikt nie może być dyskryminowany w życiu politycznym, społecznym lub gospodarczym z jakiejkolwiek przyczyny. Ceny energii są zamrożone tylko do lipca br., więc TBS-y, spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe powinny mieć jak najszybciej możliwość inwestować w rozwiązania, które obniżą rachunki mieszkańców terenów miejskich eliminując w ten sposób lub ograniczając ubóstwo energetyczne naszego społeczeństwa. Taki model dywersyfikacji energii na szczeblu lokalnym wpływa również na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju. Stąd też powstaje konieczność	

			umożliwienia tworzenia spółdzielni energetycznych na terenach miejskich. Zaproponowane przez nas zmiany wychodzą naprzeciwko możliwości tworzenia spółdzielni energetycznych na terenach miejskich przez zainteresowane gminy, spółdzielnie mieszkaniowe, wspólnoty mieszkaniowe, TBS'y oraz SIM'y, przyczyniając się w ten sposób do znaczącego obniżenia kosztów energii elektrycznej i ciepłej mieszkańców własnych budynków wielolokalowych. Zniesione winny zostać ograniczenia lokalizacyjne w celu umożliwienia prowadzenia działalności spółdzielni energetycznych na większym obszarze tzn. przynajmniej obszarze funkcjonowania danego Operatora Systemu Dystrybucji (OSD). Ograniczenie działalności spółdzielni energetycznych do obszaru nie więcej niż 3 gmin wiejskich lub miejsko-wiejskich jest zbędne, szkodliwe i całkowicie nieracjonalne z wielu powodów. Niezasadne ekonomicznie oraz całkowicie nieracjonalne jest wysoki próg pokrycia wewnętrznego zapotrzebowania na elektryczność z OZE, określany na pułapie nie mniejszym niż 70% rocznego zużycia energii elektrycznej przez członków spółdzielni. w pierwszej kolejności wskazać należy, że jest niemożliwe ekonomicznie i technicznie, aby w krótkim okresie czasu członkowie spółdzielni energetycznej zainstalowali tak dużą ilość instalacji PV na częściach wspólnych budynków, aby łączna moc zainstalowanych wszystkich instalacji OZE pokryła w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków. Tym samym wymóg ten podnosi koszty inwestycyjne, zmniejszając opłacalność przedsięwzięcia. Długofalowy skutek zaporowego kryterium	

			spowoduje że nie będą realizowane oddolnej rozbudowy sieci przesyłowej, będącej warunkiem sine qua non rozwoju gospodarczego oraz wdrożenia pełnej gamy OZE w skali kraju. Tym samym proponujemy całkowite wykreślenia tego zapisu lub zmniejszenie tych progów. Ponadto proponujemy również zwiększenie łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii aby nie przekracza 50 MW. W chwili obecnej jest to 10 MW i taka ilość zainstalowanej energii czyni spółdzielnie energetyczną mało efektywną i elastyczną pod kątem bilansowania tej energii dla swoich członków.		
451.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Krajowa Spółdzielcza Rada	Uzasadnienie: Akty prawne i przepisy wykonawcze znacząco ograniczają rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE) w miastach. Polska obecnie ma jedno z najwyższych cen energii w Europie, co negatywnie wpływa na konkurencyjność naszej gospodarki. Taka sytuacja jest niezrozumiała i budzi duże niezadowolenie społeczne, zwłaszcza wśród mieszkańców miast. Wkrótce nastąpi nieuniknione odmrożenie cen energii dla indywidualnych gospodarstw domowych w taryfie G oraz dla małych i średnich przedsiębiorstw w taryfie C. Spowoduje to niewątpliwie kolejne dotkliwe podwyżki cen energii elektrycznej w tych taryfach. W konsekwencji wzrośnie zarówno poziom ubóstwa energetycznego wśród Polaków jak i liczba zamykanych firm z sektora małych i średnich przedsiębiorstw. Coraz więcej mieszkańców budynków	Zmiana art. 38e. ust. 1. Artykuł ten wyklucza powstawanie i funkcjonowanie spółdzielni energetycznych w miastach oraz dyktuje zbyt duże i niemożliwe do zrealizowania kryterium związane z pokryciem mocy instalacji elektrycznej (aż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków, ograniczone do 40% tylko dla spółdzielni energetycznych wpisanych do rejestru do dnia 31 grudnia 2025 r.). Artykuł ten również wprowadza zbyt drastyczne ograniczenie łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii do 10 MW. g) <u>Propozycja 1:</u> Usunięcie w art. 38e. ust.1 pkt 1) zapisu: „prowadzi działalność na obszarze gminy wiejskiej lub miejsko-wiejskiej w	Uwaga nieuwzględniona W kontekście propozycji przepisu dotyczącego umożliwienia działalności spółdzielni energetycznych w gminach miejskich, przepis taki znajduje się już w niniejszym projekcie ustawy. W kontekście propozycji przepisu dotyczącego zwiększenia dopuszczalnej mocy zainstalowanej instalacji OZE należących do spółdzielni energetycznej, obecnie nie przewiduje się zmian w tym zakresie. Proszę jednocześnie mieć na uwadze, że na obszarze jednej gminy może powstać więcej niż jedna spółdzielnia energetyczna. Istotną kwestię w tym zakresie stanowi bezpieczeństwo sieci elektroenergetycznych.

		wielolokalowych zarówno w spółdzielniach i wspólnotach mieszkaniowych jak i TBS-ach ma trudności z regularnymi wpłatami należności eksploatacyjnych, remontowych i bieżących związanych z utrzymaniem części wspólnych budynków. Główną przyczyną są przede wszystkim wysokie wzrosty cen energii cieplnej i elektrycznej, które stanowią znaczącą część wydatków na utrzymanie budynków Wielolokalowych. Ograniczenie rozwoju OZE na terenach miejskich budzi olbrzymie emocje społeczne mieszkańców i narusza konstytucyjną zasadę równości wszystkich obywateli naszego kraju. W związku z tym istnieje możliwość zaskarżenia takich regulacji na poziomie krajowym i unijnym. Głównymi zainteresowanymi tworzeniem spółdzielni energetycznych w miastach są przede wszystkim spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe, a także TBS-y. Podmioty te poprzez takie działania mogłyby zmniejszać koszty energii elektrycznej i cieplnej, dodatkowo zmniejszać emisję CO₂ oraz wykorzystać w sposób przemyślany środki unijne i krajowe na lata 2021-2027 w celu transformacji energetycznej. Części wspólne budynków takie jak dachy czy elewacje, często nie są wykorzystywane, a mogłyby się przyczynić do obniżenia rachunków mieszkańców lub być dodatkowym przychodem dla budynku, na którym zostałyby zamontowane panele fotowoltaiczne. Spółdzielnie energetyczne w miastach	rozumieniu przepisów o statystyce publicznej lub na obszarze nie więcej niż 3 tego rodzaju gmin bezpośrednio sąsiadujących ze sobą”. h) <u>Propozycja 2:</u> Zmianę treści art. 38e. ust. 1 pkt 3) ppkt a: „energii elektrycznej, łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii nie przekracza 10 MW, a ich sprawność wytwarzania energii elektrycznej umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni i jej członków” na nowy zapis tego artykułu o poniższym brzmieniu: „energii elektrycznej, łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii nie przekracza 50 MW”	Istotny aspekt w kontekście spółdzielni energetycznych stanowi minimalny poziom autokonsumpcji, obecnie o wartości 40%, natomiast od 2026 roku 70%. Autobilansowanie na tak wysokim poziomie pozytywnie wpłynie na lokalne zużycie energii, co kolejno pozwoli na zmniejszenie strat na przesyłach energii elektrycznej i zachęci do dalszych inwestycji w OZE poprzez większą akceptację społeczną. Z tego względu, nie przewiduje się zniesienia powyższego wymogu.

		mogłyby ułatwiać współpracę między mieszkańcami budynków o różnej charakterystyce. Przykładowo: niskie budynki mieszkalne dysponują powierzchnią dachową, na której można by zamontować panele fotowoltaiczne. Wówczas mogłyby produkować więcej energii, niż jej rzeczywiście potrzebują do zaopatrzenia części wspólnych. Nadwyżki mogłyby trafiać do wyższych bloków zrzeszonych w spółdzielni energetycznej, gdzie zapotrzebowanie jest większe, ale ilość miejsca na instalacje fotowoltaiczne jest ograniczona. Dodatkowymi zaletami spółdzielni energetycznych jest zwolnienie z obowiązku posiadania koncesji na obrót i wytwarzanie energii elektrycznej a także możliwość korzystania z systemu opustów oraz brak opłat za dystrybucję energii. Dzięki temu mieszkańcy mogliby realnie obniżyć swoje rachunki. Problem ubóstwa energetycznego dotyczy nie tylko wsi, jak sugeruje Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi, ale również miast. Stanowisko Ministerstwa Rolnictwa i Rozwoju Wsi (zawarte w ogólnodostępnym piśmie z dn. 03.01.2025 r. znak sprawy: BM.wlo.0220.276.2024 dot.: KRM-0610-138-24) w kontekście tworzenia spółdzielni energetycznych w miastach jest nieakceptowalne nie tylko dla zarządców nieruchomości, ale też dla obywateli nie mających na co dzień styczności z gospodarką nieruchomościami. Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi nie ma prawa blokować rozwoju spółdzielczości energetycznej na terenach		

		miejskich, ponieważ hamowanie go doprowadzi do utrzymywania monopolu na rynku i faworyzowania jedynie mieszkańców terenów wiejskich. Jest to sprzeczne z dyrektywami unijnymi promującymi tworzenie społeczności energetycznych. Jest to również wbrew zapisom Konstytucji RP, która gwarantuje równe traktowanie wszystkich obywateli. Nikt nie może być dyskryminowany w życiu politycznym, społecznym lub gospodarczym z jakiegokolwiek przyczyny. Zamrożenie cen energii obowiązuje jedynie do lipca bieżącego roku. Dlatego TBS-y, spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe powinny mieć jak najszybszą możliwość inwestowania w rozwiązania, które obniżą rachunki mieszkańców miast eliminując lub ograniczając ubóstwo energetyczne społeczeństwa. Lokalne wytwarzanie energii sprzyja także bezpieczeństwu energetycznemu kraju. Dlatego konieczne jest umożliwienie tworzenia spółdzielni energetycznych w miastach, a obecne ograniczenia prawne powinny zostać zniesione. Istniejące zawężenie podmiotowe jest również sprzeczne z ustawą o swobodzie działalności gospodarczej z dn. 02.07.2004 r. Zaproponowane przez nas zmiany przychylają się do możliwości tworzenia spółdzielni energetycznych na terenach miejskich przez zainteresowane gminy, spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe, TBS'y oraz SIM'y, przyczyniając się w ten sposób do znacznego obniżenia kosztów		

			energii elektrycznej i ciepłej mieszkańców własnych budynków wielolokalowych. Uchylone powinny zostać ograniczenia lokalizacyjne w celu umożliwienia prowadzenia działalności spółdzielni energetycznych na większym obszarze tzn. przynajmniej obszarze funkcjonowania danego Operatora Systemu Dystrybucji (OSD). Ograniczenie działalności spółdzielni energetycznych do obszaru maksymalnie trzech gmin wiejskich lub miejsko-wiejskich jest nieuzasadnione, szkodliwe i całkowicie nieprzemyślane z wielu powodów. Niezasadne ekonomicznie oraz całkowicie nieracjonalne jest ograniczanie i odgórne narzucanie kryterium związanego z pokryciem w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków W krótkim czasie nie jest możliwe zainstalowanie wystarczającej liczby instalacji fotowoltaicznych, aby spełnić ten warunek, stąd propozycja wykreślenia tego zapisu. Dodatkowo proponujemy podniesienie limitu łącznej mocy instalacji odnawialnych źródeł energii dla spółdzielni energetycznych z 10 MW do 50 MW. Obecne ograniczenie sprawia, że spółdzielnie nie są efektywne i mają ograniczoną elastyczność w bilansowaniu energii dla swoich członków.		
452.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Zaproponowane w projekcie ustawy zmiany przewidują nowelizację art. 38e ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (dalej: ustawa OZE), zgodnie z którą możliwe		Uwaga nieuwzględniona W kontekście propozycji przepisu dotyczącego umożliwienia działalności spółdzielni energetycznych w gminach miejskich,

		będzie tworzenie spółdzielni energetycznych na obszar gmin miejskich. Instytucja spółdzielni energetycznej została wprowadzona do przepisów ustawy OZE, jako rozwiązania mające w swoim celu wsparcie rozwoju energetyki obywatelskiej na obszarach wiejskich, w szczególności, aby chronić te obszary przed zjawiskiem ubóstwa energetycznego oraz zapewnić im poprawę warunków energetycznych. Proponowana zmiana kieruje te rozwiązania na obszary miejskie, na których takie zagrożenia nie występują. Gminy miejskie – inaczej niż ma to miejsce w gminach wiejskich – mają zapewniony znacząco lepszy dostęp do infrastruktury energetycznej (na którą w miastach przeznaczane są większe środki), w tym również do systemów zapewniających dostawę energii cieplnej. Wpływa to na znacząco wyższy komfort energetycznych na obszarach miejskich względem terenów wiejskich, a co za tym idzie poddaje pod wątpliwość konieczność dodatkowego wspierania gmin miejskich w ramach instytucji spółdzielni energetycznej na obecnych zasadach ustawy OZE. Aktualnie obowiązujące przepisy prawa przewidują już szereg mechanizmów, które mogą być wykorzystywane w ramach energetyki obywatelskiej o charakterze spółdzielczym na obszarach miejskich. Są to m.in. rozwiązania prosumenta (w szczególności tzw. prosumenta lokatorskiego dedykowanego budynkom wielolokalowym), prosumenta zbiorowego, prosumenta wirtualnego, klastrów energii czy obywatelskich społeczności energetycznych. Rozwiązania te dają szereg możliwości w zakresie tworzenia lokalnych inicjatyw, które sprzyjają idei	przepis taki znajduje się już w niniejszym projekcie ustawy. W kontekście propozycji przepisu dotyczącego zwiększenia dopuszczalnej mocy zainstalowanej instalacji OZE należących do spółdzielni energetycznej, obecnie nie przewiduje się zmian w tym zakresie. Proszę jednocześnie mieć na uwadze, że na obszarze jednej gminy może powstać więcej niż jedna spółdzielnia energetyczna. Istotną kwestię w tym zakresie stanowi bezpieczeństwo sieci elektroenergetycznych. Istotny aspekt w kontekście spółdzielni energetycznych stanowi minimalny poziom autokonsumpcji, obecnie o wartości 40%, natomiast od 2026 roku 70%. Autobilansowanie na tak wysokim poziomie pozytywnie wpłynie na lokalne zużycie energii, co kolejno pozwoli na zmniejszenie strat na przesyłce energii elektrycznej i zachęci do dalszych inwestycji w OZE poprzez większą akceptację społeczną. Z tego względu, nie przewiduje się zniesienia powyższego wymogu.

			wspólnej produkcji energii elektrycznej, która później wykorzystywana jest do zaspokojenia potrzeb energetycznych członków danej społeczności energetycznej. Odrębną kwestią, na którą należy zwrócić uwagę, jest wpływ proponowanie zmiany na funkcjonowanie systemu energetycznego oraz kosztów opłat sieciowych ponoszonych przez odbiorców przyłączonych do tego systemu. Projektowana zmiana zakłada, że spółdzielnie energetyczne tworzone w miastach będą korzystały z aktualnie zawartych w ustawie OZE zasad rozliczeń ze sprzedawcami energii, tj. systemu opartego o rozliczenie ilościowe energii wprowadzonej do sieci wobec energii pobranej z tej sieci (tzw. net-metering). System ten, zgodnie z art. 38c ust. 7 ustawy OZE, przewiduje również opust w ramach opłat dystrybucyjnych oraz – zgodnie z art. 38c ust. 13 ustawy OZE - zwolnienie z części opłat ponoszonych w ramach systemów wsparcia (opłata OZE, mocowa i kogeneracyjna). Co istotne, w myśl przepisów art. 38c ust. 11b ustawy OZE, koszty opłat dystrybucyjnych, które nie są pokrywane przez członków spółdzielni energetycznych (w zakresie energii rozliczonej w ramach upustu, której wartość nie została pokryta wartością energii wprowadzonej będącej w dyspozycji sprzedawcy) są poprzez taryfę operatora systemu dystrybuującego przenoszone na pozostałych użytkowników systemów dystrybucyjnych. W praktyce oznacza to, że obszary miejskie, które już dziś korzystają z większych środków na inwestycje w energetykę, dostaną dodatkowe wsparcie związane ze	

			zwolnieniem z części opłat dystrybucyjnych. Jednocześnie, w ocenie skutków regulacji nie zostały przedstawione żadne analizy dot. wskazanej zmiany, w szczególności jej skutków na system energetyczny i jego finansowe funkcjonowanie. Przy szerokim upowszechnieniu się koncepcji spółdzielnie energetycznych w miastach (co może być wysoce prawdopodobne, ze względu na korzystny system rozliczeń), znacząco wzrośnie ilość odbiorców energii którzy nie będą ponosić kosztów opłat dystrybucyjnych oraz opłat związanych z systemami wsparcia (a co za tym idzie również wzrosną wolumen energii pobranej z sieci energetycznej, za które odbiorcy nie będą ponosili opłat). Efekty takiego zjawiska mogą być negatywne z punktu widzenia funkcjonowania systemu energetycznego, w tym powodować wzrost kosztów opłat dla pozostałych odbiorców. Rozszerzenie zakresu funkcjonowania spółdzielni energetycznych o tereny miejskie z zastosowaniem zasad net-meteringu zwiększy również koszt działania sprzedawcy zobowiązanego. Kolejnym aspektem, na którą zwracamy uwagę, jest możliwa niezgodność proponowanej zmiany z przepisami unijnymi, w szczególności dyrektywą 2019/944. Wymogi tej dyrektywy (w szczególności jej art. 15) wskazują na obowiązek ponoszenia przez odbiorców aktywnych (do których zaliczane są spółdzielnie energetyczne) opłat sieciowych oraz zabraniają przyznawania nowych praw do korzystania z systemów rozliczeń, które nie umożliwiają osobnego rozliczania energii elektrycznej		

			wprowadzanej do sieci i zużywanej energii elektrycznej z sieci. Projektowana zmiana zakłada, że spółdzielnie energetyczne na obszarach miejskich będą korzystać ze wskazanego wyżej systemu rozliczeń net-metering, który przewiduje zwolnienie z części opłata dystrybucyjnych oraz wspólne ilościowe rozliczanie energii pobranej i wprowadzonej w ramach tzw. opustu. Oznacza to, że system ten nie powinien być już stosowany, analogicznie jak miało to miejsce w przypadku prosumentów, dla których wprowadzenie systemu net-billing było również argumentowane koniecznością zapewniania zgodności zasad rozliczeń z przepisami unijnymi. W naszej ocenie projektowana zmiana nie rozwiązuje zatem problemów energetycznych kraju, a jedynie służyć będzie obniżeniu kosztów energii wybranych grup odbiorców, którzy i tak już dzisiaj mogą korzystać z szeregu innych rozwiązań ustawowych oraz mają zapewniony lepszy komfort energetyczny względem obszarów wiejskich. Ponadto, zmiana ta skutkować może wzrostem kosztów opłat sieciowych dla pozostałych grup odbiorców oraz może być niezgodna z przepisami unijnymi. Z powyższych względów postulujemy usunięcie tej zmiany z projektu.		
453.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	TAURON Polska Energia S.A.	Zmiana polegająca na rozszerzeniu możliwości istnienia Spółdzielni Energetycznych (SE) na gminy miejskie z zachowaniem obecnie obowiązujących zasad rozliczenia SE (tzn. rozliczenie oparte o net-metering), z punktu widzenia sprzedawcy zobowiązanego, może doprowadzić do zwiększenia ilości działających na terenie sprzedawcy		Uwaga nieuwzględniona Celem MKiŚ jest wsparcie rozwoju społeczności energetycznych niezależnie od typu danej gminy, jednakże to JST, w harmonii z ładem przestrzennym, decydują o doborze instalacji OZE oraz wyborze formy

			zobowiązanego SE, a co za tym idzie zwiększenia kosztów działalności tego sprzedawcy. Zgodnie z obowiązującymi przepisami wszelkie koszty związane z obsługą i rozliczaniem SE, na chwilę obecną, ponosi sprzedawca zobowiązany. Co prawda w rozliczeniu net-meteringowym SE sprzedawca zobowiązany otrzymuje do dyspozycji 40% energii z nadwyżki produkcji SE, ale wartość tej energii wobec wzrostu opłat dystrybucyjnych i wzrostu ilości godzin, kiedy cena energii jest ujemna, nie będzie pokrywać kosztów ponoszonych przez sprzedawcę zobowiązanego. W związku z powyższym postulujemy, aby kwestie dotyczące energetyki rozproszonej były procedowane systemowo oraz powinny być poprzedzone kompleksową oceną wpływu na poszczególne podmioty.		współpracy w zakresie energii elektrycznej. W zależności od rodzaju gminy, na uwadze należy mieć integralność danych społeczności oraz ograniczenia planistyczne dla wielu rodzajów źródeł, np. biogazowni, elektrowni wodnych. Należy również podkreślić, że poza spółdzielniami energetycznymi istnieją również inne formy energetyki obywatelskiej, takie jak klastry energii, obywatelskie społeczności energetyczne, prosumenci lokatorski oraz zbiorowy. Formy te są dostępne zarówno dla mieszkańców gmin miejskich, ale również gmin miejsko-wiejskich i wiejskich. Różnorodność tych kooperatyw pozwoli na odpowiedni dobór formy kooperatywy przez daną społeczność. Należy mieć również na uwadze, że dla spółdzielni energetycznych przewidziano ograniczenia w zakresie maksymalnej mocy zainstalowanej instalacji OZE na poziomie 10 MWe, przez co forma tej kooperatywy nie będzie najlepszą możliwą dla wszystkich odbiorców energii elektrycznej, wskutek czego podmioty zainteresowane energetyką lokalną będą decydować się na inne formy kooperatyw. Istotny aspekt w kontekście spółdzielni energetycznych stanowi minimalny poziom autokonsumpcji, obecnie o wartości 40%, natomiast od 2026 roku 70%. Autobilansowanie na tak wysokim poziomie pozytywnie

					wpłynie na lokalne zużycie energii, co kolejno pozwoli na zmniejszenie strat na przesyłce energii elektrycznej i zachęci do dalszych inwestycji w OZE poprzez większą akceptację społeczną.
454.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Śląski Związek Gmin i Powiatów – Miasto Gliwice	Wraz z proponowaną zmianą ustawową dotyczącą możliwości utworzenia spółdzielni energetycznych również na obszarach gmin miejskich, proponuje się, proporcjonalnie do stosunku średniej liczby ludności w miastach na prawach powiatu i średniej liczby ludności w gminach miejsko-wiejskich, zwiększenie dopuszczalnej łącznej mocy cieplnej i łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii, oraz odpowiednie zwiększenie wydajności biogazu i biometanu zawartych w art. 38e ust. 1 pkt 3 ustawy o odnawialnych źródłach energii. Proponuje się proporcjonalnie zwiększenie dopuszczalnych mocy elektrycznej i cieplnej spółdzielni energetycznej w proporcji do liczby mieszkańców w miejsko-wiejskich i miastach na prawach powiatu oraz odpowiednie zwiększenie wydajności wytwarzania biogazu i biometanu. Nadmienia się, że zgodnie z danymi GUS za 2023 r. średnio miasto na prawach powiatu ma 187 tys. mieszkańców, gmina wiejsko-miejska ma 13,5 tys. mieszkańców, a gmina wiejska 7 tys. mieszkańców. Zważywszy na projektowane uwzględnienie w nowym brzmieniu również obszarów miast na prawach powiatu, o liczbie mieszkańców przeciętnie ponad 10 krotnie większej od liczebności mieszkańców na obszarach gmin wchodzących w skład spółdzielni		Uwaga nieuwzględniona Obecnie nie przewiduje się zwiększenia dopuszczalnych mocy elektrycznej i cieplnej spółdzielni energetycznej w proporcji do liczby mieszkańców w gminach miejsko-wiejskich i miastach na prawach powiatu oraz zwiększenia wydajności wytwarzania biogazu i biometanu. Przewidziane limity na celu mają zapewnienie bezpieczeństwa sieci elektroenergetycznych. Proszę jednocześnie mieć na uwadze, że na obszarze jednej gminy może powstać więcej niż jedna spółdzielnia energetyczna.

			energetycznych, co znajduje odzwierciedlenie w wielokrotnie większych zapotrzebowaniach na energię i ciepło miast na prawach powiatu, wydaje się zasadnym zwiększenie dotychczasowych dopuszczalnych wskaźników mocowych i wydajnościowych spółdzielni energetycznych w proporcji do wzrostu przeciętnej liczby mieszkańców tego typu gmin.		
455.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Barbara Brenzel		Usunięcie w art. 38e. ust. 1 pkt 1) zapisu: „prowadzi działalność na obszarze gminy wiejskiej, lub miejsko-wiejskiej w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej lub na obszarze nie więcej niż 3 tego rodzaju gmin bezpośrednio sąsiadujących ze sobą”.	Uwaga nieuwzględniona Propozycja w zakresie umożliwienia funkcjonowania spółdzielni energetycznych na obszarach gmin miejskich znajduje się już w Projekcie. Jednocześnie, uwzględnienie propozycji przepisu skutkowałoby zniesieniem ograniczenia terytorialnego, zgodnie z którym maksymalny obszar spółdzielni energetycznej obejmować może 3 bezpośrednio sąsiadujące ze sobą gminy. Aby zapewnić lokalny charakter tych kooperatyw, ograniczenie to powinno pozostać w przepisie.
456.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Towarzystwo Obrotu Energią	Zaproponowane w projekcie ustawy zmiany przewidują nowelizację art. 38e ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (dalej: ustawa OZE), zgodnie z którą możliwe będzie tworzenie spółdzielni energetycznych na obszar gmin miejskich. Instytucja spółdzielni energetycznej została wprowadzona do przepisów ustawy OZE, jako rozwiązania mające w swoim celu wsparcie rozwoju energetyki obywatelskiej na obszarach wiejskich, w szczególności, aby chronić te obszary przed zjawiskiem ubóstwa energetycznego oraz zapewnić im	Zwracamy się z prośbą o usunięcie tej zmiany z projektu (szczegóły i szerokie uzasadnienie w treści uwagi obok)	Uwaga nieuwzględniona Celem MKiŚ jest wsparcie rozwoju społeczności energetycznych niezależnie od typu danej gminy, jednakże to JST, w harmonii z ładem przestrzennym, decydują o doborze instalacji OZE oraz wyborze formy współpracy w zakresie energii elektrycznej. W zależności od rodzaju gminy, na uwadze należy mieć integralność danych społeczności oraz ograniczenia planistyczne dla wielu rodzajów

			poprawę warunków energetycznych. Proponowana zmiana kieruje te rozwiązania na obszary miejskie, na których takie zagrożenia nie występują. Gminy miejskie – inaczej niż ma to miejsce w gminach wiejskich – mają zapewniony znacząco lepszy dostęp do infrastruktury energetycznej (na którą w miastach przeznaczane są większe środki), w tym również do systemów zapewniających dostawę energii cieplnej. Wpływa to na znacząco wyższy komfort energetyczny na obszarach miejskich względem terenów wiejskich, a co za tym idzie poddaje pod wątpliwość konieczność dodatkowego wspierania gmin miejskich w ramach instytucji spółdzielni energetycznej na obecnych zasadach ustawy OZE. Aktualnie obowiązujące przepisy prawa przewidują już szereg mechanizmów, które mogą być wykorzystywane w ramach energetyki obywatelskiej o charakterze spółdzielczym na obszarach miejskich. Są to m.in. rozwiązania prosumenta (w szczególności tzw. prosumenta lokatorskiego dedykowanego budynkom wielolokalowym), prosumenta zbiorowego, prosumenta wirtualnego, klastrów energii czy obywatelskich społeczności energetycznych. Rozwiązania te dają szereg możliwości w zakresie tworzenia lokalnych inicjatyw, które sprzyjają idei wspólnej produkcji energii elektrycznej, która później wykorzystywana jest do zaspokojenia potrzeb energetycznych członków danej społeczności energetycznej. Odrębną kwestią, na którą należy zwrócić uwagę, jest wpływ proponowanej zmiany na funkcjonowanie systemu energetycznego oraz kosztów opłat	źródła, np. biogazowni, elektrowni wodnych. Należy również podkreślić, że poza spółdzielniami energetycznymi istnieją również inne formy energetyki obywatelskiej, takie jak klastry energii, obywatelskie społeczności energetyczne, prosumenci lokatorski oraz zbiorowy. Formy te są dostępne zarówno dla mieszkańców gmin miejskich, ale również gmin miejsko-wiejskich i wiejskich. Różnorodność tych kooperatyw pozwoli na odpowiedni dobór formy kooperatywy przez daną społeczność. Należy mieć również na uwadze, że dla spółdzielni energetycznych przewidziano ograniczenia w zakresie maksymalnej mocy zainstalowanej instalacji OZE na poziomie 10 MWe, przez co forma tej kooperatywy nie będzie najlepszą możliwą dla wszystkich odbiorców energii elektrycznej, wskutek czego podmioty zainteresowane energetyką lokalną będą decydować się na inne formy kooperatyw. Istotny aspekt w kontekście spółdzielni energetycznych stanowi minimalny poziom autokonsumpcji, obecnie o wartości 40%, natomiast od 2026 roku 70%. Autobilansowanie na tak wysokim poziomie pozytywnie wpłynie na lokalne zużycie energii, co kolejno pozwoli na zmniejszenie strat na przesyłach energii elektrycznej i zachęci do dalszych inwestycji w OZE poprzez większą akceptację społeczną.

		sieciowych ponoszonych przez odbiorców przyłączonych do tego systemu. Projektowana zmiana zakłada, że spółdzielnie energetyczne tworzone w miastach będą korzystały z aktualnie zawartych w ustawie o OZE zasad rozliczeń ze sprzedawcami energii, tj. systemu opartego o rozliczenie ilościowe energii wprowadzonej do sieci wobec energii pobranej z tej sieci (tzw. net-metering). System ten, zgodnie z art. 38c ust. 7 ustawy o OZE, przewiduje również opust w ramach opłat dystrybucyjnych oraz – zgodnie z art. 38c ust. 13 ustawy o OZE - zwolnienie z części opłat ponoszonych w ramach systemów wsparcia (opłata OZE, mocowa i kogeneracyjna). Co istotne, w myśl przepisów art. 38c ust. 11b ustawy o OZE, koszty opłat dystrybucyjnych, które nie są pokrywane przez członków spółdzielni energetycznych (w zakresie energii rozliczonej w ramach upustu, której wartość nie została pokryta wartością energii wprowadzonej będącej w dyspozycji sprzedawcy), ale są poprzez taryfę operatora systemu dystrybuującego przenoszone na pozostałych użytkowników systemów dystrybucyjnych. W praktyce oznacza to, że obszary miejskie, które już dziś korzystają z większych środków na inwestycje w energetykę, dostaną dodatkowe wsparcie związane ze zwolnieniem z części opłat dystrybucyjnych. Jednocześnie, w ocenie skutków regulacji nie zostały przedstawione żadne analizy dot. wskazanej zmiany, w szczególności jej skutków na system energetyczny i jego finansowe funkcjonowanie. Przy szerokim upowszechnieniu się koncepcji spółdzielni energetycznych w miastach (co może być wysoce prawdopodobne, ze względu na		

			korzystny system rozliczeń), znacząco wzrosła liczba odbiorców energii którzy nie będą ponosić kosztów opłat dystrybucyjnych oraz opłat związanych z systemami wsparcia (a co za tym idzie również wzrosła wolumen energii pobranej z sieci energetycznej, za które odbiorcy nie będą ponosili opłat). Efekty takiego zjawiska mogą być negatywne z punktu widzenia funkcjonowania systemu energetycznego, w tym powodować wzrost kosztów opłat dla pozostałych odbiorców. Kolejnym aspektem, na który zwracamy uwagę, jest możliwa niezgodność proponowanej zmiany z przepisami unijnymi, w szczególności dyrektywą 2019/944. Wymogi tej dyrektywy (w szczególności jej art. 15) wskazują na obowiązek ponoszenia przez odbiorców aktywnych (do których zaliczane są spółdzielnie energetyczne) opłat sieciowych oraz zabraniają przyznawania nowych praw do korzystania z systemów rozliczeń, które nie umożliwiają osobnego rozliczania energii elektrycznej wprowadzanej do sieci i zużywanej energii elektrycznej z sieci. Projektowana zmiana zakłada, że spółdzielnie energetyczne na obszarach miejskich będą korzystać ze wskazanego wyżej systemu rozliczeń net-metering, który przewiduje zwolnienie z części opłata dystrybucyjnych oraz wspólne ilościowe rozliczanie energii pobranej i wprowadzonej w ramach tzw. opustu. Oznacza to, że system ten nie powinien być już stosowany, analogicznie jak miało to miejsce w przypadku prosumentów, dla których wprowadzenie systemu net-billing było również argumentowane koniecznością zapewniania zgodności zasad rozliczeń z przepisami unijnymi.		

			W naszej ocenie projektowana zmiana nie rozwiązuje zatem problemów energetycznych kraju, a jedynie służyć będzie obniżeniu kosztów energii wybranych grup odbiorców, którzy i tak już dzisiaj mogą korzystać z szeregu innych rozwiązań ustawowych oraz mają zapewniony lepszy komfort energetyczny względem obszarów wiejskich. Ponadto, zmiana ta skutkować może wzrostem kosztów opłat sieciowych dla pozostałych grup odbiorców oraz może być niezgodna z przepisami unijnymi. Z powyższych względów zwracamy się z prośbą o usunięcie tej zmiany z projektu.		
457.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Towarzystwo Obrotu Energią	Niezależnie do kluczowej uwagi powyżej, wprowadzona zmiana prowadzi do upowszechnienia idei spółdzielni energetycznych oraz usuwa bariery formalne ich funkcjonowania na terenie miejskim, natomiast nie zakłada żadnego okresu przejściowego dla nowej regulacji co w sytuacji zmian na rynku energii i wdrażania CSiRE dodatkowo komplikuje i podnosi koszty jego wdrożenia a także modyfikuje obecnie funkcjonujący model. Mając na uwadze, w przypadku braku wykreślenie ww. zapisów (patrz uwaga 1) proponujemy wprowadzenie dłuższego okresu przejściowego dla tego zapisu i ustalenie proponowanej daty jego wejście w życie na dzień podłączenia do CSiRE wszystkich uczestników rynku (nowa planowana data to 20 października 2026 r.). Wdrożenie zmian w tym terminie pozwoli unikać implementacji zmian w obecnie funkcjonujących systemach, które po wejściu w życie CSiRE będą znacząco zmienione lub zastąpione nowymi, a tym samym pozwoli obniżyć koszty zmian.	Art. 20. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia z wyjątkiem Art. 9 ust 3, który wchodzi w życie z dniem 20 października 2026 r.	Uwaga nieuwzględniona Umożliwienie funkcjonowania spółdzielni energetycznych w gminach miejskich, w opinii ustawodawcy, nie wymaga zmian w modelu rozliczeniowym. Jednocześnie, obecnie funkcjonujące spółdzielnie energetyczne rozliczane są poza modelem CSiRE. Proszę jednocześnie zauważyć, że do czasu wydania przez Komisję Europejską decyzji stwierdzającej zgodność z rynkiem wewnętrznym zastosowanie przepisów wspierających spółdzielnie energetyczne do gmin miejskich jest zawieszane.

458.	Art. 9 pkt 3 – dot. art. 38e ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Barbara Brenzel		Propozycja zmiany: Zmianę treści art. 38e. ust. 1 pkt 3) ppkt a: „energii elektrycznej, łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii nie przekracza 10 MW, a ich sprawność wytwarzania energii elektrycznej umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni i jej członków” na nowy zapis tego artykułu o poniższym brzmieniu: „energii elektrycznej, łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii nie przekracza 50 MW”	Uwaga nieuwzględniona W kontekście propozycji przepisu dotyczącego umożliwienia działalności spółdzielni energetycznych w gminach miejskich, przepis taki znajduje się już w niniejszym projekcie ustawy. W kontekście propozycji przepisu dotyczącego zwiększenia dopuszczalnej mocy zainstalowanej instalacji OZE należących do spółdzielni energetycznej, obecnie nie przewiduje się zmian w tym zakresie. Proszę jednocześnie mieć na uwadze, że na obszarze jednej gminy może powstać więcej niż jedna spółdzielnia energetyczna. Istotną kwestię w tym zakresie stanowi bezpieczeństwo sieci elektroenergetycznych. Istotny aspekt w kontekście spółdzielni energetycznych stanowi minimalny poziom autokonsumpcji, obecnie o wartości 40%, natomiast od 2026 roku 70%. Autobilansowanie na tak wysokim poziomie pozytywnie wpłynie na lokalne zużycie energii, co kolejno pozwoli na zmniejszenie strat na przesyłce energii elektrycznej i zachęci do dalszych inwestycji w OZE poprzez większą akceptację społeczną. Z tego względu, nie przewiduje się zniesienia powyższego wymogu.
459.	Art. 9 pkt 4 – uwaga ogólna – dot. ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Wielkopolskiego / WBPP w Poznaniu	Z poziomu krajowego wyznaczone będą mapy potencjału odnawialnego źródła energii. Samorząd regionalny może jedynie sporządzać plany OZE dla OPRO. Uważamy, że samorząd regionalny powinien być wyposażony w narzędzia		Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu.

			prawne do opracowania polityki regionalnej rozwoju odnawialnych źródeł energii. Dokument powinien być umocowany prawnie w taki sposób, aby instalacje powyżej 1 MW mogły powstawać jedynie w określonych przez samorząd województwa obszarach. Tereny te będą uwzględniały oprócz prawnie chronionych obszary, te elementy przyrodnicze i kulturowe, które z punktu widzenia regionu są istotne do ochrony – krajobrazy priorytetowe wynikające z Audytu Krajobrazowego Województwa, regionalne korytarze ekologiczne, czy zapisy regionalnej polityki przestrzennej dotyczącej ochrony wód i gleb.		
460.	Art. 9 pkt 4 – uwaga ogólna – dot. ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Mazowieckiego w Warszawie za pośrednictwem Biura Związku Województw RP	Projektowane przepisy nie spowodują skrócenia czasu trwania procesu inwestycyjnego związanego z powstawaniem instalacji OZE. Zaproponowane w projekcie rozwiązania nie są kompleksowe i nie przyczynią się do znacznego przyspieszenia procesu powstawania dużych instalacji OZE i skrócenia procesu inwestycyjnego. Niniejszy projekt ustawy nie wprowadza zmian, które pozwoliłyby istotnie skrócić ten czas, w tym rozwiązań dotyczących procesu budowlanego, pozwoleń środowiskowych czy uzyskiwania warunków przyłączenia do sieci (zmiana części przepisów obejmuje tylko morskie farmy wiatrowe). Ponadto warto zauważyć, że tylko nieznaczna część kraju pokryta jest planami miejscowymi, uwzględniającymi przeznaczenie pod instalacje OZE, od czego uzależniona jest możliwość sporządzania planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła. Należy dodać, że powstanie nowych planów miejscowych bądź zmiana istniejących jest		Uwaga kierunkowo uwzględniona Projektowane przepisy zostały uzupełnione o dodatkowe ułatwienia proceduralne, tj. przede wszystkim poprzez objęcie planów OPRO procedurą strategicznej oceny oddziaływania na środowisko przy jednoczesnym zwolnieniu poszczególnych projektów OZE lokalizowanych na OPRO z przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko i dodatkowej procedury kontroli pod kątem wpływu środowiskowego, dzięki czemu proces inwestycyjny instalacji OZE powstających na tych obszarach zostanie znacząco skrócony (do max 12 miesięcy zgodnie z dyrektywą RED III). Należy również mieć na uwadze, że ułatwienie proceduralne znajduje się również na etapie planistycznym, które określone jest wymogiem lokalizowania OPRO na terenach posiadających właściwy MPZP.

			procedurą, która często trwa wiele miesięcy, a nawet lat.		
461.	Art. 9 pkt 4 – dot. rozdziału 7b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Wento Sp. z o.o.	Aby zapewnić spójność strategii i polityk przestrzennych na poszczególnych szczeblach warto ustalić obowiązek odniesienia się do map potencjału odnawialnych źródeł energii w strategii rozwoju województwa, strategii rozwoju ponadlokalnego i strategii rozwoju gminy. Niepowiązanie przedmiotowych map z żadnym dokumentem strategicznym niższego szczebla spowoduje brak propagacji informacji z poziomu krajowego (Minister właściwy do spraw klimatu) na poziom regionalny i lokalny. Bez jasnego wskazania w przepisach obowiązku odniesienia się w tych strategiach do map potencjału OZE (co nie oznacza obowiązku wprowadzenia obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, tylko konieczność zastanowienia się nad tym zagadnieniem) organy opracowujące strategie mogą w całości ten potencjał zignorować (zwłaszcza na poziomie lokalnym, który nie jest zobowiązany przygotowywać plany obszarów OZE).		Uwaga wyjaśniona Zgodnie z art. 10e ust. 2 ustawy z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym, strategia rozwoju gminy jest spójna ze strategią rozwoju województwa oraz strategią rozwoju ponadlokalnego, obejmującą tę gminę. Zgodnie zaś z art. 10g ust. 3 tej ustawy, do strategii rozwoju ponadlokalnego przepisy art. 10e ust. 2–4 stosuje się odpowiednio. Strategia rozwoju ponadlokalnego powinna więc być zgodna przynajmniej ze strategią rozwoju województwa. Jednocześnie przepisy ustawy z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym nie zawierają odniesienia do innych dokumentów, polityk, form prawnych, itd., z którymi strategie powinny być zgodne. Podobnie, w świetle art. 11 ust. 1aa ustawy z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie województwa, strategia rozwoju województwa jest spójna ze średniookresową strategią rozwoju kraju i krajową strategią rozwoju regionalnego i brak jest odniesienia do innych dokumentów, polityk, form prawnych, itd., z którymi strategia powinna być zgodna. Biorąc pod uwagę, że plan obszarów OZE sporządzać będzie samorząd województwa, a mapę potencjału OZE minister właściwy do spraw klimatu, wydaje się, że zaproponowane przepisy są wystarczające. W przeciwnym przypadku zachodzi ryzyko, że wprowadzony przepis zostanie odczytany <i>a contrario</i>, czyli, że ww. strategii powinny być zgodne jedynie z mapami potencjału OZE, ale

					już nie z innymi dokumentami o charakterze strategicznym.
462.	Art. 9 pkt 4 – dot. rozdziału 7b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - uwaga o charakterze ogólnym	Fundacja Greenpeace Polska	Wskazane wyłącznie spod możliwości przygotowywania obszarów rozwoju OZE elektrowni energetycznego spalania biomasy zgodnie z art. 15c ust. 1 Dyrektywy RED III. Projekt w ogóle nie uwzględnia zakazu wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju OZE na obszarach wynikających z map wrażliwości dzikiej przyrody, o których mowa w art. 15c ust. 1 lit a pkt iii Dyrektywy RED III. Wbrew twierdzeniom zawartym w uzasadnieniu projektu ustawy projekt ustawy – w szczególności art. 9 projektu nie zawiera żadnych mechanizmów, które by przyspieszały w znaczący sposób procedurę wydawania pozwoleń na instalacje OZE na obszarach przyspieszonego rozwoju instalacji OZE. Samo wprowadzenie definicji obszarów przyspieszonego rozwoju nie doprowadzi do tego, że proces uzyskiwania pozwoleń w tym – przyłączenia do sieci zamknie się w wymaganych dyrektywą 12 miesiącach. Nie można zatem uznać, by wprowadzenie definicji OPRO i ram prawnych dla tworzenia OPRO bez określenia w jaki sposób procedury na terenach ORPO będą zapewniać przyspieszenie procedur wydawania zezwoleń na inwestycje OZE stanowiło poprawną implementację dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniającą dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylającą dyrektywę	Projekt ustawy nie uwzględnia Dyrektywy RED III i doprowadza do wyznaczania obszarów OZE przy umożliwieniu powstawania na ich terenie elektrowni energetycznego spalania biomasy, co jest rozwiązaniem negatywnym dla środowiska naturalnego. Wskazane byłoby więc dodanie przepisu wprowadzającego w życie taki zakaz. Projekt ustawy nie uwzględnia Dyrektywy RED III i doprowadza do wyznaczania obszarów OZE z pominięciem uwzględnienia obszarów wynikających z map wrażliwości dzikiej przyrody. Konieczne jest dodanie przepisu wprowadzającego zakaz wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju OZE na obszarach wynikających z map wrażliwości dzikiej przyrody. Projekt wymaga uzupełnienia o szczegółowe przepisy modyfikującego wszelkie procedury dotyczące wydawania pozwoleń na instalacje OZE – w tym także dotyczące przyłączenia do sieci, tak by stawiane przez Dyrektywę RED III cele były spełnione. W obecnym kształcie projektu nie jest możliwa ocena zaproponowanych rozwiązań ani konstruktywne przedstawienie propozycji ich zmian bez napisania projektu ustawy w zakresie obszarów przyspieszonego rozwoju OZE w całości na nowo i w znacznie szerszym niż obecnie zakresie.	Uwaga kierunkowo uwzględniona Projektowane przepisy zostały uzupełnione o dodatkowe ułatwienia proceduralne, tj. przede wszystkim poprzez objęcie planów OPRO procedurą strategicznej oceny oddziaływania na środowisko przy jednoczesnym zwolnieniu poszczególnych projektów OZE lokalizowanych na OPRO z przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko i dodatkowej procedury kontroli pod kątem wpływu środowiskowego, dzięki czemu proces inwestycyjny instalacji OZE powstających na tych obszarach zostanie znacząco skrócony (do max 12 miesięcy zgodnie z dyrektywą RED III). Należy również mieć na uwadze, że ułatwienie proceduralne znajduje się również na etapie planistycznym, które określone jest wymogiem lokalizowania OPRO na terenach posiadających właściwy MPZP. Jednocześnie w przypadku uwagi dot. pełnej implementacji dyrektywy RED III wykracza ona poza zakres przedmiotowy projektu. Całościowe wdrożenie dyrektywy RED III będzie przedmiotem odrębnych projektów ustaw. Trzeba także podkreślić, że elektrownie energetycznego spalania biomasy nie będą brane pod uwagę przy wyznaczaniu OPRO, gdyż dla tej

			Rady (UE) 2015/652 (Dz. Urz. UE L z 31.10.2023) (dalej: „Dyrektywy RED III”). Proponowane przepisy nie zapewniają ponadto nie tylko skrócenia okresu permittingu, ale także nie stanowią wystarczającej gwarancji dla wyznaczania obszarów rozwoju OZE na terenach iw taki sposób aby wykluczyć znaczne oddziaływanie instalacji OZE na środowisko, zapewnić odpowiednie środki prowadzące do uniknięcia lub złagodzenia wpływu obszarów na środowisko, uwzględnienia przepisów dyrektywy siedliskowej, ptasiej i Ramowej Dyrektywy Wodnej jak również dążenie do zapewnienia znacznej powierzchni łącznej tych obszarów oraz tego by przyczyniały się do osiągnięcia celów OZE określonych Dyrektywą 2019/2001.		technologii nie będzie wykonane mapowanie potencjału. Dodatkowo należy wskazać, że wykluczenie znacznego oddziaływania instalacji OZE na środowisko zostanie w dużej mierze zapewnione już na poziomie mapowania potencjału OZE, natomiast procedura wyznaczania OPRO oraz udział w tym procesie rdoś dodatkowo zabezpieczy tę sferę, tak by OPRO powstawały przede wszystkim na terenach o niskim ryzyku środowiskowym, tj. zgodnie z przeznaczeniem wskazanym w dyrektywie RED III. Projektodawca uwzględnił również przepisy wskazujące na konieczność sporządzenia map wrażliwości.
463.	Art. 9 pkt 4 – dot. rozdziału 7b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - uwaga o charakterze ogólnym	Fundacja Frank Bold	Projekt w ogóle nie uwzględnia zakazu wyznaczania obszarów rozwoju OZE na obszarach wynikających z map wrażliwości dzikiej przyrody, o których mowa w art. 15c ust. 1 lit a pkt iii Dyrektywy RED III	Projekt ustawy nie uwzględnia Dyrektywy RED III doprowadzając do wyznaczania obszarów OZE z pominięciem obszarów wynikających z map wrażliwości dzikiej przyrody.	Uwagi wyjaśnione Należy podkreślić, że elektrownie energetycznego spalania biomasy nie będą brane pod uwagę przy wyznaczaniu OPRO, gdyż dla tej technologii nie będzie wykonane mapowanie potencjału. Dodatkowo należy wskazać, że wykluczenie znacznego oddziaływania instalacji OZE na środowisko zostanie w dużej mierze zapewnione już na poziomie mapowania potencjału OZE, natomiast procedura wyznaczania OPRO oraz udział w tym procesie rdoś dodatkowo zabezpieczy tę sferę, tak by OPRO powstawały przede wszystkim na terenach o niskim ryzyku środowiskowym, tj. zgodnie z przeznaczeniem wskazanym w dyrektywie RED III.

					Projektodawca uwzględnił również przepisy wskazujące na konieczność sporządzenia map wrażliwości.
464.	Art. 9 pkt 4 – dot. rozdziału 7b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – uwaga o charakterze ogólnym	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Uwaga ogólna. Dodawany w ustawie oze rozdział 7b, który wprowadza regulacje w zakresie sporządzania mapy potencjału oze oraz przygotowywania planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii przez organy samorządu województwa zdaniem projektodawcy ma na celu wdrożenie dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 zmieniającej dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylającą dyrektywę Rady (UE) 2015/652 – art. 15b i 15c dotyczących przeprowadzania mapowania i wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju. Zgodnie z motywami dyrektywy, unijny ustawodawca wprowadził te rozwiązania, by wspierać szybszą realizację projektów dotyczących energii odnawialnej, co ma na celu osiągnięcie ogólnego celu dotyczącego energii odnawialnej na 2030 r. oraz wsparcie osiągnięcia celu neutralności klimatycznej najpóźniej do 2050 r. Tymczasem propozycja regulacji w tym zakresie jest bardzo wybiórcza i ogólna. Nie jest też kompleksowym rozwiązaniem, ponieważ nie uwzględnia wszystkich rodzajów energii oze (pomięto w zakresie wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju oze obszary morskie), a także regulacji związanych z procesem inwestycyjnym. Nie odzwierciedla regulacji zawartych w dyrektywie w tym zakresie. Nasi członkowie, jako inwestorzy realizujący inwestycje w zakresie oze na lądzie oraz na morzu liczyli, że		Uwaga częściowo uwzględniona i wyjaśniona W przypadku chęci powiązania planów OPRO z planami ogólnymi, w związku z obecnym etapem procesu legislacyjnego projektu ustawy, gminy mogą podnieść zarzut opóźnienia w przyjęciu planu ogólnego z powodu braku planów obszarów OZE. Zgodnie z dyrektywą RED III Państwa Członkowskie obowiązane są sporządzić po raz pierwszy plany obszarów OZ w terminie do 21 lutego 2026 r. Natomiast w świetle art. 51 ustawy z dnia 7 lipca 2023 r. o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw gminy są obowiązane do sporządzenia planów ogólnych do dnia 31 grudnia 2025 r., przy czym procedowana obecnie nowelizacja wydłuża termin na przyjęcie planów ogólnych przez gminy jedynie o pół roku. Przepisy ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym nie wskazują (oprócz planu ogólnego – art. 20) z jakimi dokumentami, politykami, formami prawnymi, itd. ma być zgodny miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego. W przypadku uwzględniania uwagi odnośnie zgodności planu ogólnego z planem obszarów OZE, zapewniona zostanie jednocześnie zgodność miejscowego planu zagospodarowania

		wprowadzone regulacje w tym zakresie przyczynią się do zwiększenia liczby obszarów do lokalizowania ww. inwestycji oraz usprawnienia procesu inwestycyjnego. Tymczasem projektodawca wprowadza rozwiązanie, które jest oderwane od obecnie obowiązujących regulacji dotyczących planistyki oraz procesu inwestycyjnego. Mając na uwadze powyższe oraz przedstawione poniżej uwagi szczegółowe dotyczące wprowadzonego rozwiązania, wnosimy o uwzględnienie propozycji przepisów wypracowanej w ramach Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej, która kompleksowo reguluje ten zakres, wykorzystując do tego rozwiązania obecnie obowiązujące w naszym systemie prawnym. 1. Nasze wątpliwości budzi umiejscowienie przepisów dotyczących planu obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii. Projektodawca dodał je do ustawy oze, tymczasem ustawą właściwą w zakresie kształtowania polityki przestrzennej przez jednostki samorządu terytorialnego i organy administracji rządowej, a także postępowań w sprawach przeznaczania terenów na określone cele oraz ustalania zasad ich zagospodarowania i zabudowy jest ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2024 r. poz.1130, 1907 i 1940), a w zakresie obszarów morskich - ustawa z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2024 r. poz. 1125). 2. Wskazujemy również, że projekt ustawy nie reguluje relacji planów obszarów OZE z dokumentami planistycznymi dla gminy uregulowanymi właśnie w tej ustawie. Z	przestrzennego z planem obszarów OZE. W kontekście planów ogólnych należy także podkreślić, że zgodnie z przepisami wykonawczymi, zawierającymi charakterystykę stref planistycznych, w strefach otwartych, gospodarczych i górnictwa domyślnie dopuszczone będzie zlokalizowanie tego typu instalacji. Z uwagi na potrzeby zachowania ładu przestrzennego i w celu przeciwdziałania konfliktom społecznym na str. 25 uzasadnienia do ustawy z dnia 7 lipca 2023 r. o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw wskazano jednak, że lokalizacja OZE o dużej mocy powinna przebiegać za pośrednictwem planów miejscowych. Z uwagi na wielowymiarowy i interdyscyplinarny charakter przedmiotowych przepisów oraz konieczność uniknięcia ich rozczłonkowania, projektodawca zdecydował się na ich umieszczenie głównie w ustawie OZE, która jest dedykowana dla rozwiązań dot. odnawialnych źródeł energii. Projektodawca wprowadził dodatkowe przepisy w zakresie ułatwień proceduralnych, które będą określać m.in. zwolnienie z konieczności uzyskania oceny oddziaływania na środowisko dla poszczególnych projektów OZE lokalizowanych na OPRO. Plany OPRO będą podlegać strategicznej ocenie oddziaływania na środowisko,

			projektu przepisów nie wynika również, czy gminy powinny brać pod uwagę plany obszarów OZE podczas przygotowywania planów ogólnych, czy mpzp, mimo że mają być zaangażowane w postępowaniach dotyczących ich uchwalenia.		dzięki czemu poszczególne instalacje lokalizowane w ramach OPRO nie będą podlegać procedurze oceny środowiskowej, chyba że w ramach kontroli danego przedsięwzięcia organ środowiskowy orzeknie inaczej. Z kolei procedura określania OPRO na obszarach morskich nie zostanie uzupełniona w projekcie, gdyż projektodawca nie przewiduje takiego rozwiązania. W zakresie punktu kontaktowego propozycja wykracza poza przedmiot projektu. W tym kontekście należy dodatkowo wskazać, że obecnie MKiŚ prowadzi działania mające na celu utworzenie platformy informatycznej do wydawania pozwoleń OZE, która będzie wychodzić naprzeciw rozwiązaniom określonym w dyrektywie RED III dot. cyfryzacji procedur.
465.	Art. 9 pkt 4 – dot. rozdziału 7b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – uwaga o charakterze ogólnym	PSEW	Zaadoptowanie OPRO do istniejącego systemu przestrzennego: Zapropionowanie przepisów, które umożliwiłyby implementację planów OPRO do polityki przestrzennej zarówno na poziomie regionalnym, jak i lokalnym. W obecnym kształcie proponowane przez projektodawcę przepisy wydają się regulować normy dotyczące tych obszarów poza systemem planowania przestrzennego, choć wydają się one mieć charakter instrumentu wpływającego na gospodarkę przestrzenną. Należy podkreślić, że proponowane przepisy mające regulować kwestie OPRO nie tworzą spójnego zbioru norm w połączeniu z ustawą planistyczną. W obecnym kształcie proponowanych przepisów plany wydają się mieć przymiot		Uwaga częściowo uwzględniona i wyjaśniona W przypadku chęci powiązania planów OPRO z planami ogólnymi, w związku z obecnym etapem procesu legislacyjnego projektu ustawy, gminy mogą podnieść zarzut opóźnienia w przyjęciu planu ogólnego z powodu braku planów obszarów OZE. Zgodnie z dyrektywą RED III Państwa Członkowskie obowiązane są sporządzić po raz pierwszy plany obszarów OZ w terminie do 21 lutego 2026 r. Natomiast w świetle art. 51 ustawy z dnia 7 lipca 2023 r. o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw gminy są

		raczej dokumentów strategicznych, których nie uwzględniałoby się przy kreowaniu polityki przestrzennej odpowiednich jednostek administracyjnych. Należałoby zaproponować wprowadzenie przepisów umożliwiających realne wdrożenie planów OPRO do innych dokumentów, w tym aktów planistycznych, włącznie z aktami prawa miejscowego – planów ogólnych i planów miejscowych. Stąd też kluczowe jest zaproponowanie wprowadzenia przepisów do ustawy planistycznej. Wydaje się, że zasadne byłoby zaproponowanie wprowadzenia dodatkowego przepisu do art. 39 u.p.z.p. (np. poprzez dodanie ust. 4b) mówiącego, że OPRO uwzględnia się w planie zagospodarowania przestrzennego województwa. To pośrednio pozwoliłoby na implementację odpowiednich wymagań do zakresu planów ogólnych. Powyższe rozwiązanie przyniosłoby jednak skutki i realne korzyści dopiero po aktualizacjach planów zagospodarowania przestrzennego województw i, w jeszcze bardziej odległej perspektywie, po zmianach planów ogólnych. • Zaproponowanie rozwiązań realnie przyspieszających procedury, umożliwiając tym samym spełnienie wymogu dyrektywy RED III dotyczącego zakończenia całego procesu w ciągu roku: Z obecnej treści projektu UD162 zasadniczo wyłania się wniosek, że na chwilę obecną intencją projektodawcy nie jest wprowadzenie rozwiązań redukujących czas niezbędny do uzyskania stosownych decyzji administracyjnych w procesie rozwoju projektów. Dyrektywa RED III zakłada, że w granicach OPRO	obowiązane do sporządzenia planów ogólnych do dnia 31 grudnia 2025 r., przy czym procedowana obecnie nowelizacja wydłuża termin na przyjęcie planów ogólnych przez gminy jedynie o pół roku. W kontekście planów ogólnych należy także podkreślić, że zgodnie z przepisami wykonawczymi, zawierającymi charakterystykę stref planistycznych, w strefach otwartych, gospodarczych i górnictwa domyślnie dopuszczone będzie zlokalizowanie tego typu instalacji. Z uwagi na potrzeby zachowania ładu przestrzennego i w celu przeciwdziałania konfliktom społecznym na str. 25 uzasadnienia do ustawy z dnia 7 lipca 2023 r. o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw wskazano jednak, że lokalizacja OZE o dużej mocy powinna przebiegać za pośrednictwem planów miejscowych. Plan obszarów OZE oraz plan zagospodarowania przestrzennego województwa uchwała ten sam organ – sejmik województwa (art. 42 ust. 1 ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym). Powyższe powinno zapewnić zgodność i koordynację obydwu dokumentów. Z uwagi na wielowymiarowy i interdyscyplinarny charakter przedmiotowych przepisów oraz konieczność uniknięcia ich rozczłonkowania, projektodawca zdecydował się na ich umieszczenie

			procedura wydawania zezwoleń (razem z DS) ma zamknąć się do roku, a tymczasem w uzasadnieniu do projektu znajduje się zapis mówiący, że „realizacja konkretnej inwestycji w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii będzie podlegała standardowej procedurze wynikającej z przepisów odrębnych”. Nie dostrzegamy tu zatem narzędzi do zapowiadanego znaczącego przyśpieszenia procesów inwestycyjnych OZE. Dlatego oczekujemy dalszych prac legislacyjnych nad transpozycją RED III. • W naszej ocenie zagadnienia dotyczące OPRO powinny zostać ujęte kompleksowo i być wdrożone w ramach jednej ustawy, co dałoby inwestorom pewność odnośnie do całego procesu inwestycyjnego dla odnawialnego źródła energii – w kontekście lokalizacji inwestycji na tych obszarach i zakładanych ułatwień/uproszczeń z tym związanych. Brak w projektowanej ustawie m.in. przepisów dot. procedur wydawania zezwoleń – w tym ogólnych, jak i tych dotyczących wydawania zezwoleń na obszarach przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych, jak i poza tymi obszarami (art. 16-16b oraz 16c-16e REDIII – dla wybranych inwestycji). Nie ma również w projektowanej ustawie odniesienia do nadrzędnego interesu publicznego dla inwestycji OZE - art. 16f REDIII. Należy także wskazać, że projekt ustawy, pomimo ujęcia w nowych w definicjach w art. 9 pkt 2 lit a i b (nowe pkt 18 i 19d) polskich obszarów morskich, nie wskazuje odrębnej procedury określania OPRO na tych obszarach – co również przemawia za kompleksową implementacją zagadnień dotyczących OPRO w ramach jednego aktu prawnego.	głównie w ustawie OZE, która jest dedykowana dla rozwiązań dot. odnawialnych źródeł energii. Projektodawca wprowadził dodatkowe przepisy w zakresie ułatwień proceduralnych, które będą określać m.in. zwolnienie z konieczności uzyskania oceny oddziaływania na środowisko dla poszczególnych projektów OZE lokalizowanych na OPRO. Plany OPRO będą podlegać strategicznej ocenie oddziaływania na środowisko, dzięki czemu poszczególne instalacje lokalizowane w ramach OPRO nie będą podlegać procedurze oceny środowiskowej, chyba że w ramach kontroli danego przedsięwzięcia organ środowiskowy orzeknie inaczej. Z kolei procedura określania OPRO na obszarach morskich nie zostanie uzupełniona w projekcie, gdyż projektodawca nie przewiduje takiego rozwiązania. W zakresie punktu kontaktowego propozycja wykracza poza przedmiot projektu. W tym kontekście należy dodatkowo wskazać, że obecnie MKiŚ prowadzi działania mające na celu utworzenie platformy informatycznej do wydawania pozwoleń OZE, która będzie wychodzić naprzeciw rozwiązaniom określonym w dyrektywie RED III dot. cyfryzacji procedur. W kontekście odniesienia do nadrzędnego interesu publicznego dla inwestycji OZE należy wskazać, że obecnie obowiązujące przepisy ustawy

		• W naszej ocenie roli krajowego punktu kontaktowego ds. OZE nie można ograniczyć tylko do ogólnego informowania o procedurach i stworzenia podręcznika. Takie zadania wynikają z krajowego punktu ds. OZE ustanowionego w art. 160a ustawy o OZE w obecnym brzmieniu. Szczególnie w kontekście RED III podmiot ten powinien być rozpatrywany bardziej w kategoriach one-stop-shop, bowiem według tej wersji dyrektywy nie tylko koordynuje on proces wydawania decyzji, ale zapewnia, by wydawane były terminowo, a wnioskodawca nie ma obowiązku kontaktowania się z więcej niż jednym punktem kontaktowym (zgodnie z art. 16 ust. 3 RED III punkt kontaktowy zapewnia przestrzeganie określonych w niniejszej dyrektywie terminów na przeprowadzenie procedur wydawania zezwoleń). W celu prawidłowej transpozycji art. 16 ust. 3 dyrektywy RED III proponujemy dodanie w obowiązującym art. 160a ustawy o OZE w ust. 3 po pkt 2 pkt 3 w brzmieniu: „3) przeprowadzenie wnioskodawcy przez postępowanie w sprawie wydania wszystkich decyzji niezbędnych do realizacji i eksploatacji inwestycji w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii, w szczególności poprzez udzielanie wszelkich niezbędnych informacji podmiotowi wnioskującemu o wydanie tych decyzji oraz koordynowanie przestrzegania terminów na wydanie tych decyzji przez właściwe organy.”. Względnie proponujemy ustanowienie punktów kontaktowych na poziomie województw jako dodatkowe zadanie osób, które będą zatrudnione do opracowywania planów rozwoju OZE.	OZE (art. 3b) wskazują jakie działania uznawane są za realizację nadrzędnego interesu publicznego. Należą do nich działania polegające na budowie lub modernizacji: 1) instalacji odnawialnego źródła energii, 2) urządzeń i instalacji w rozumieniu art. 3 odpowiednio pkt 9 i 10 ustawy - Prawo energetyczne, niezbędnych do przyłączenia do sieci danej instalacji odnawialnego źródła energii. Nadanie inwestycji statusu inwestycji służącej realizacji nadrzędnego interesu publicznego wprowadza m.in. możliwość zastosowania wyłączeń od ogólnych reguł określonych w ustawie z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody. Plany obszarów OZE nie zaliczają się do konkretnych inwestycji w instalacje OZE, które już korzystają z ułatwień w realizacji dzięki posiadaniu takiego statusu. Zgodnie z art. 15c ust. 1 lit. a (ii) dyrektywy RED III, obszary przyspieszonego rozwoju OZE nie mogą być lokalizowane m.in. na obszarach Natura 2000 oraz obszarach wskazanych w ramach krajowych systemów ochrony przyrody i różnorodności biologicznej, głównych szlakach migracyjnych ptaków i ssaków morskich. Przykładowo art. 34 ust. 1 ustawy o ochronie przyrody dopuszcza, jeżeli przemawiają za tym konieczne wymogi nadrzędnego interesu publicznego i wobec braku rozwiązań alternatywnych, realizację inwestycji mogących znacząco negatywnie oddziaływać na cele ochrony obszaru

			Postulujemy też, by w ramach procedury wydawania zezwoleń na obszarach rozwoju OZE i poza nimi istniał mechanizm raportowania przez właściwe organy procesu decyzyjnego i przekazywania wszelkich informacji do tego punktu kontaktowego, co pozwoli na sprawniejsze, bardziej skoordynowane wydawanie pozwoleń na inwestycje.		Natura 2000. W związku z powyższym, nadanie planom OPRO (a nie konkretnym inwestycjom) statusu inwestycji służącej realizacji nadrzędnego interesu publicznego byłoby sprzeczne z przepisami dyrektywy RED III. Należy zauważyć, że przytoczony w uwadze art. 16f dyrektywy RED III stanowi o nadaniu statusu inwestycji służącej realizacji nadrzędnego interesu publicznego konkretnym inwestycjom w instalacje OZE, a nie planom obszarów OZE (planowanie, budowa i eksploatacja elektrowni wytwarzających energię odnawialną, podłączenie tych elektrowni do sieci, powiązana sieć i magazyny energii). Planowanie, o którym wspomniano w tym przepisie nie odsyła do planów obszarów OZE, a do planowania konkretnej instalacji OZE (w ramach procedury wydawania zezwoleń).
466.	Art. 9 pkt 4 – dot. rozdziału 7b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – uwaga o charakterze ogólnym	GK ORLEN	Pomimo wzmianki w uzasadnieniu i OSR w zakresie przyspieszenia pozwoleń inwestycyjno-budowlanych (permitting), projekt nie transponuje przepisów art. 16 dyrektywy RED III w zakresie, w jakim określają one organizację i główne zasady procedury wydawania zezwoleń na obszarach przyspieszonego rozwoju OZE i poza nimi, a w szczególności terminy. Wydawanie zezwoleń na OPRO dla instalacji OZE nie powinno trwać dłużej niż 12 miesięcy, a w przypadku projektów dotyczących MEW, których w szczególności dotyczy projekt UD162 – nie dłużej niż 2 lata. Poza obszarami te terminy powinny wynosić w przypadku instalacji OZE maksymalnie 2 lata, z wyjątkiem MEW – maksymalnie 3 lata. W przypadku rozbudowy źródeł OZE, instalacji OZE wytwarzających energię ze słońca czy	Poniżej wskazujemy, jak zgodnie z art. 16 RED III powinna wyglądać procedura wydawania zezwoleń na obszarach przyspieszonego rozwoju OZE i poza nimi. Warto wskazać, że według danych zawartych w „Wytycznych dla państw członkowskich w sprawie dobrych praktyk w zakresie przyspieszenia procedur wydawania zezwoleń na projekty dotyczące energii odnawialnej oraz w sprawie ułatwienia zawierania umów zakupu energii elektrycznej (18 maja 2022)” (eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022SC0149), w 2022 r. w ponad połowie Państw Członkowskich UE – niezależnie od wymogów wynikających z dyrektywy RED III – obowiązywały przepisy	Uwaga kierunkowo uwzględniona Projektodawca wprowadził dodatkowe przepisy w zakresie ułatwień proceduralnych, które będą określać m.in. zwolnienie z konieczności uzyskania oceny oddziaływania na środowisko dla poszczególnych projektów OZE lokalizowanych na OPRO. Plany OPRO będą podlegać strategicznej ocenie oddziaływania na środowisko, dzięki czemu poszczególne instalacje lokalizowane w ramach OPRO nie będą podlegać procedurze oceny środowiskowej, chyba że w ramach kontroli danego przedsięwzięcia organ środowiskowy orzeknie inaczej.

		instalację pomp ciepła te terminy powinny być jeszcze krótsze (art. 16c–16e RED III). Wymóg ustanowienia terminów na wydawanie zezwoleń dla instalacji OZE wynikał już z poprzedniej wersji dyrektywy – art. 16 ust. 4 i 6 RED II (termin nie może przekroczyć 2 lat w przypadku budowy i 1 roku w przypadku rozbudowy źródła OZE), na co ORLEN wskazywał w czasie kilku poprzednich procesów legislacyjnych dotyczących nowelizacji ustawy OZE. Istotą obszarów przyspieszonego rozwoju OZE jest skrócenie procesu inwestycyjnego, który kończy się wydaniem <i>development consent</i>. Celem RED III jest, by państwo wybierało takie tereny, na których nie przewiduje się znaczącego oddziaływania na środowisko, a więc by ocena oddziaływania na środowisko w indywidualnej sprawie (ocena z dyrektywy EIA) – a w warunkach polskich decyzja środowiskowa – nie były potrzebne. Jeśli konieczne jest nałożenie warunków środowiskowych realizacji przedsięwzięcia, to powinny być one ustanowione w treści planu (poprzedzonego oceną strategiczną z dyrektywy SEA), a organ do którego wpłynie wniosek inwestora o wydanie zezwolenia w indywidualnej sprawie prowadzi jedynie krótką kontrolę następczą, by zweryfikować, czy rzeczywiście uwarunkowania się nie zmieniły od czasu uchwalenia planu. Brakuje zatem kluczowych przepisów, z których inwestorzy mogliby wywieść pozytywne dla siebie skutki w procedurze uzyskiwania zezwoleń inwestycyjnych i które zobowiązywałyby organy do zachowania określonych terminów. Trudno uznać, by ogólne przepisy K.p.a., ustawy o.o.ś czy Prawa budowlanego dotyczące terminów realizowały tak konkretnie sformułowane wymogi dyrektywy RED III.	szczególne, zgodnie z którymi zgoda na realizację przedsięwzięcia od czasu zakończenia oceny oddziaływania na środowisko nie mogła przekroczyć 1 miesiąca lub 2 miesięcy (Bułgaria, Francja, Włochy, Malta, Grecja, Łotwa i Rumunia). To znaczne ułatwienia dla wytwórców energii odnawialnej.	

			Projektodawca nie wykazał transpozycji tych przepisów w tabeli zgodności z dyrektywą załączonej do projektu.		
467.	Art. 9 pkt 4 – dot. rozdziału 7b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – uwaga o charakterze ogólnym	PGE S.A.	Uwaga ogólna. Dodawany w ustawie oze rozdział 7b, który wprowadza regulacje w zakresie sporządzania mapy potencjału oze oraz przygotowywania planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii przez organy samorządu województwa zdaniem projektodawcy ma na celu wdrożenie dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 zmieniającej dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylającą dyrektywę Rady (UE) 2015/652 – art. 15b i 15c dotyczących przeprowadzania mapowania i wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju. Zgodnie z motywami dyrektywy, unijny ustawodawca wprowadził te rozwiązania, by wspierać szybszą realizację projektów dotyczących energii odnawialnej, co ma na celu osiągnięcie ogólnego celu dotyczącego energii odnawialnej na 2030 r. oraz wsparcie osiągnięcia celu neutralności klimatycznej najpóźniej do 2050 r. Tymczasem propozycja regulacji w tym zakresie jest bardzo wybiórcza i ogólna. Nie jest też kompleksowym rozwiązaniem, ponieważ nie uwzględnia wszystkich rodzajów energii oze (pomiećto w zakresie wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju oze obszary morskie), a także regulacji związanych z procesem inwestycyjnym. Nie odzwierciedla regulacji zawartych w dyrektywie w tym zakresie. GK PGE jako inwestor realizujący inwestycje w zakresie oze na lądzie oraz na		Uwaga częściowo uwzględniona i wyjaśniona W przypadku chęci powiązania planów OPRO z planami ogólnymi, w związku z obecnym etapem procesu legislacyjnego projektu ustawy, gminy mogą podnieść zarzut opóźnienia w przyjęciu planu ogólnego z powodu braku planów obszarów OZE. Zgodnie z dyrektywą RED III Państwa Członkowskie obowiązane są sporządzić po raz pierwszy plany obszarów OZ w terminie do 21 lutego 2026 r. Natomiast w świetle art. 51 ustawy z dnia 7 lipca 2023 r. o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw gminy są obowiązane do sporządzenia planów ogólnych do dnia 31 grudnia 2025 r., przy czym procedowana obecnie nowelizacja wydłuża termin na przyjęcie planów ogólnych przez gminy jedynie o pół roku. W kontekście planów ogólnych należy także podkreślić, że zgodnie z przepisami wykonawczymi, zawierającymi charakterystykę stref planistycznych, w strefach otwartych, gospodarczych i górnictwa domyślnie dopuszczone będzie zlokalizowanie tego typu instalacji. Z uwagi na potrzeby zachowania ładu przestrzennego i w celu przeciwdziałania konfliktom społecznym na str. 25 uzasadnienia do ustawy z dnia 7 lipca 2023 r. o zmianie ustawy o planowaniu i

			morzu liczyła, że wprowadzone regulacje w tym zakresie przyczynią się do zwiększenia liczby obszarów do lokalizowania ww. inwestycji oraz usprawnienia procesu inwestycyjnego. Tymczasem projektodawca wprowadza rozwiązanie, które jest oderwane od obecnie obowiązujących regulacji dotyczących planistyki oraz procesu inwestycyjnego. Mając na uwadze powyższe oraz przedstawione poniżej uwagi szczegółowe dotyczące wprowadzonego rozwiązania, wnosimy o uwzględnienie propozycji przepisów wypracowanej w ramach Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej, która kompleksowo reguluje ten zakres, wykorzystując do tego rozwiązania obecnie obowiązujące w naszym systemie prawnym.		zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw wskazano jednak, że lokalizacja OZE o dużej mocy powinna przebiegać za pośrednictwem planów miejscowych. Projektodawca wprowadził dodatkowe przepisy w zakresie ułatwień proceduralnych, które będą określać m.in. zwolnienie z konieczności uzyskania oceny oddziaływania na środowisko dla poszczególnych projektów OZE lokalizowanych na OPRO. Plany OPRO będą podlegać strategicznej ocenie oddziaływania na środowisko, dzięki czemu poszczególne instalacje lokalizowane w ramach OPRO nie będą podlegać procedurze oceny środowiskowej, chyba że w ramach kontroli danego przedsięwzięcia organ środowiskowy orzeknie inaczej. Z kolei procedura określania OPRO na obszarach morskich nie zostanie uzupełniona w projekcie, gdyż projektodawca nie przewiduje takiego rozwiązania.
468.	Art. 9 pkt 4 – dot. rozdziału 7b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – uwaga o charakterze ogólnym	Stowarzyszenie Energii Odnawialnej	Projekt zawiera ogólną definicję <i>obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii</i>, w sposób nieostry określając, że służy on uproszczonej lokalizacji instalacji OZE. Ani definicja ani dalsze przepisy nie precyzują na czym polega uproszczenie procedur oraz jakie konkretnie środki prowadzą do usprawnienia procesu wydawania pozwoleń dotyczących OZE. Należy doprecyzować tę kwestię, w szczególności ze względu na fakt, że dyrektywa RED III określa konkretne		Uwaga częściowo uwzględniona i wyjaśniona Wskazana w przedmiotowej definicji „uproszczona lokalizacja instalacji odnawialnego źródła energii” odnosi się do istoty OPRO, jaką ma być skrócenie czasu trwania procesów inwestycyjnych instalacji powstających na tych obszarach. Tym samym projektodawca wprowadził dodatkowe przepisy w zakresie ułatwień proceduralnych, które będą określać m.in. zwolnienie z

		okresy permitingu na terenie OPRO (12 miesięcy w scenariuszu bazowym). Mając jednak na uwadze, że projekt nie zawiera obecnie najistotniejszej części przepisów, a więc tych regulujących samo uproszczenie procedur, wyrażamy jednoznaczny postulat, by ten zakres również podlegał konsultacjom publicznym. Powyższe jest konieczne do tego, by wypracowane zostały rozwiązania o charakterze kompleksowym i zdolne do efektywnego wdrożenia założeń Dyrektywy RED III w zakresie przyspieszenia procedur inwestycyjnych. Zwracamy się więc z postulatem procedowania projektu nowelizacji w sposób umożliwiający odniesienie się strony społecznej do jego najważniejszych elementów przesądzających o wdrożeniu stref przyspieszonego rozwoju, których przedmiotowy projekt obecnie nie zawiera. Z obecnego kształtu projektowanych przepisów, a więc ustanawiania planów obszarów OZE jedynie tam, gdzie został już uchwalony plan miejscowy dopuszczający lokalizację instalacji OZE wynika, że skrócenie procesu inwestycyjnego dotyczyć będzie jedynie procedury środowiskowej. Powyższe znacząco ogranicza potencjał tej regulacji do skrócenia okresu trwania procesu inwestycyjnego w ramach sektora OZE. W ocenie Stowarzyszenia Energii Odnawialnej skrócenie powinno obejmować również procedurę planistyczną. Procesy planistyczne są długotrwałe, obejmują szeroki zakres zagadnień i w przeciwieństwie do procedur	konieczności uzyskania oceny oddziaływania na środowisko dla poszczególnych projektów OZE lokalizowanych na OPRO. Plany OPRO będą podlegać strategicznej ocenie oddziaływania na środowisko, dzięki czemu poszczególne instalacje lokalizowane w ramach OPRO nie będą podlegać procedurze oceny środowiskowej, chyba że w ramach kontroli danego przedsięwzięcia organ środowiskowy orzeknie inaczej. Z uwagi na wielowymiarowy i interdyscyplinarny charakter przedmiotowych przepisów oraz konieczność uniknięcia ich rozczłonkowania, projektodawca zdecydował się na ich umieszczenie głównie w ustawie OZE, która jest dedykowana dla rozwiązań dot. odnawialnych źródeł energii. W kontekście wdrożenia przepisów art. 15e dyrektywy RED III uwaga wykracza poza zakres projektu, który dotyczy określenia ram prawnych dla wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz powiązanej z nimi infrastruktury magazynowej. Zgodnie z art. 15e dyrektywy RED III dla uproszczonego lokalizowania samodzielnych magazynów energii dedykowane są obszary dla infrastruktury sieci i magazynowania niezbędnej do włączenia energii odnawialnej do systemu elektroenergetycznego, które Państwa Członkowskie mogą wyznaczyć.

			środowiskowych, jedynie w niewielkim stopniu dotyczą samej inwestycji. W związku z powyższym postulujemy, aby w ramach OPRO uwzględniono mechanizmy przyspieszenia procedur planistycznych na poziomie lokalnym i regionalnym. Może to obejmować m.in. uproszczenie wymogów formalnych, skrócenie terminów lub wprowadzenie priorytetowego traktowania planów miejscowych dotyczących inwestycji w OZE. Konieczne jest również określenie relacji pomiędzy uproszczeniami, a przyłączeniem do sieci, co w istocie warunkuje możliwość szybkiego zwiększenia udziału energii odnawialnej w krajowym zużyciu energii. Zgodnie z art. 16 ust. 1 dyrektywy, procedura wydawania zezwoleń obejmuje wszystkie odpowiednie administracyjne zezwolenia na budowę, rozbudowę i eksploatację elektrowni wytwarzających energię odnawialną, a także aktywa niezbędne do podłączenia ich do sieci. Procedura wydawania zezwoleń obejmuje więc wszystkie etapy administracyjne od potwierdzenia kompletności wniosku do przedstawienia ostatecznej decyzji w sprawie wyniku procedury wydawania zezwoleń przez odpowiedni właściwy organ lub odpowiednie właściwe organy. Wydaje się, że przepisy związane z OPRO będą przede wszystkim dotyczyć kwestii środowiskowych, planistycznych i związanych z procesem budowy. Z tego też względu warto rozważyć umieszczenie właściwych przepisów w ustawie innej niż ustawa o odnawialnych źródłach energii.		Wdrożenie powyższych rozwiązań jest przedmiotem odrębnych analiz MKiŚ.

			Właściwe byłoby, ze względu na obszarowy charakter, wprowadzenie tych przepisów na przykład do ustawy o planowaniu przestrzennym. Co więcej, projekt ustawy w żaden sposób nie adresuje powiązania OPRO z planami ogólnymi gmin. Należy wskazać, że nieodłącznym elementem przyspieszonego rozwoju OZE jest jednoczesny rozwój infrastruktury sieciowej, koniecznej do fizycznej integracji wytworzonej energii. Dyrektywa daje możliwość wyznaczania takich planów, niezależnie od OPRO, w celu zapewnienia synergii z nimi. Postulujemy więc włączenie do projektu ram dotyczących wyznaczania obszarów dla infrastruktury sieci i magazynowania niezbędnej do włączenia energii odnawialnej do systemu elektroenergetycznego (zgodnie z art. 15e Dyrektywy RED).		
469.	Art. 9 pkt 4 – dot. rozdziału 7b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – uwaga o charakterze ogólnym	Stowarzyszenie Energii Odnawialnej	Zaproponowane ramy prawne w odniesieniu do terenów lądowych nie zapewniają tego, że będzie to skuteczny instrument wspierający OZE w Polsce. Wyznaczenie obszarów przyspieszonego rozwoju OZE (zwane dalej „OPRO”) powinno mieć miejsce na poziomie administracji rządowej, aby następnie na poziomie administracji samorządowej być implementowane poprzez uchwalenie planów. Zaproponowana logika, gdzie na poziomie administracji rządowej ma miejsce wyłącznie opracowanie mapy potencjału (z kontekstu przepisów wynika, że dokument ten będzie miał głównie wartość informacyjną), a OPRO administracja województwa wyznacza fakultatywnie, w ścisłym uzależnieniu od polityki i woli		Uwaga częściowo uwzględniona i wyjaśniona Mapy potencjału OZE wyznaczane będą na poziomie ogólnokrajowym w oparciu o kompleksową specyfikację techniczną zawierającą wielorakie i szczegółowe kryteria mapowania (z którą można zapoznać się pod wskazanym linkiem - https://www.gov.pl/web/klimat/g311-kamien-milowy-g1l-mapowanie-potencjalu-energii-ze-zrodel-odnawialnych-w-odniesieniu-do-fotowoltaicznych-i-ladowych-instalacji-wiatrowych), natomiast wyznaczanie OPRO w opinii projektodawcy powinno następować z poziomu regionalnego z uwagi na

		organów gminy przełoży się na bardzo ograniczone wykorzystanie. Jeżeli OPRO ma być realnym środkiem realizacji celów polityki energetycznej wymaga zintegrowanej procedury, która zapewni sprawną implementację. Proponowane ramy prawne tworzą ryzyko, że obszary mające potencjał OZE nie zostaną wykorzystane z powodu braku woli gminy lub niemożności uchwalenia planu (brak MPZP z przeznaczeniem pod inwestycje OZE). Postulujemy rozważenie poniższej kolejności działań w ramach przyspieszonej procedury OPRO: 1) Wyznaczenie map potencjału OZE przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska; 2) Wyznaczenie OPRO; 3) Na OPRO szybsza procedura planistyczna połączona z innymi usprawnieniami (np. wyłączenia rolne, konsultacje społeczne dotyczące kwestii kluczowych, i krytycznych z punktu widzenia społeczności lokalnych) - de facto zmienione (uproszczone) zasady uchwalania miejscowych planów. 4) Uproszczenie procedury środowiskowej, potencjalnie realizowane równolegle z procedurą planistyczną (w projektowanych przepisach UD89 procedura środowiskowa i planistyczna dla elektrowni wiatrowych może być prowadzona równolegle). Możliwym kierunkiem wydaje się praktyczne zastosowanie przepisów związanych z nadrzędnym interesem publicznym, które już obowiązują.	najlepsze rozeznanie na temat niezbędnych uwarunkowań lokalnych. Projektodawca wprowadził dodatkowe przepisy w zakresie ułatwień proceduralnych, które będą określać m.in. zwolnienie z konieczności uzyskania oceny oddziaływania na środowisko dla poszczególnych projektów OZE lokalizowanych na OPRO. Plany OPRO będą podlegać strategicznej ocenie oddziaływania na środowisko, dzięki czemu poszczególne instalacje lokalizowane w ramach OPRO nie będą podlegać procedurze oceny środowiskowej, chyba że w ramach kontroli danego przedsięwzięcia organ środowiskowy orzeknie inaczej. Wprowadzenie innych ułatwień proceduralnych zostanie poddane analizie. W kontekście odniesienia do nadrzędnego interesu publicznego dla inwestycji OZE należy wskazać, że obecnie obowiązujące przepisy ustawy OZE (art. 3b) wskazują jakie działania uznawane są za realizację nadrzędnego interesu publicznego. Należą do nich działania polegające na budowie lub modernizacji: 1) instalacji odnawialnego źródła energii, 2) urządzeń i instalacji w rozumieniu art. 3 odpowiednio pkt 9 i 10 ustawy - Prawo energetyczne, niezbędnych do przyłączenia do sieci danej instalacji odnawialnego źródła energii. Nadanie inwestycji statusu inwestycji służącej realizacji nadrzędnego

					interesu publicznego wprowadza m.in. możliwość zastosowania wyłączeń od ogólnych reguł określonych w ustawie z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody. Plany obszarów OZE nie zaliczają się do konkretnych inwestycji w instalacje OZE, które już korzystają z ułatwień w realizacji dzięki posiadaniu takiego statusu. Zgodnie z art. 15c ust. 1 lit. a (ii) dyrektywy RED III, obszary przyspieszonego rozwoju OZE nie mogą być lokalizowane m.in. na obszarach Natura 2000 oraz obszarach wskazanych w ramach krajowych systemów ochrony przyrody i różnorodności biologicznej, głównych szlakach migracyjnych ptaków i ssaków morskich. Przykładowo art. 34 ust. 1 ustawy o ochronie przyrody dopuszcza, jeżeli przemawiają za tym konieczne wymogi nadrzędnego interesu publicznego i wobec braku rozwiązań alternatywnych, realizację inwestycji mogących znacząco negatywnie oddziaływać na cele ochrony obszaru Natura 2000. W związku z powyższym, nadanie planom OPRO (a nie konkretnym inwestycjom) statusu inwestycji służącej realizacji nadrzędnego interesu publicznego byłoby sprzeczne z przepisami dyrektywy RED III. Należy zauważyć, że przytoczony w uwadze art. 16f dyrektywy RED III stanowi o nadaniu statusu inwestycji służącej realizacji nadrzędnego interesu publicznego konkretnym inwestycjom w instalacje OZE, a nie planom obszarów OZE (planowanie, budowa i eksploatacja elektrowni wytwarzających energię

					odnawialną, podłączenie tych elektrowni do sieci, powiązana sieć i magazyny energii). Planowanie, o którym wspomniano w tym przepisie nie odsyła do planów obszarów OZE, a do planowania konkretnej instalacji OZE (w ramach procedury wydawania zezwoleń).
470.	Art. 9 pkt 4 – dot. rozdziału 7b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – uwaga o charakterze ogólnym	PGE S.A.	1. Nasze wątpliwości budzi umiejscowienie przepisów dotyczących planu obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii. Projektodawca dodał je do ustawy oze, tymczasem ustawą właściwą w zakresie kształtowania polityki przestrzennej przez jednostki samorządu terytorialnego i organy administracji rządowej, a także postępowań w sprawach przeznaczania terenów na określone cele oraz ustalania zasad ich zagospodarowania i zabudowy jest <u>ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym</u> (Dz. U. z 2024 r. poz.1130, 1907 i 1940), a w zakresie obszarów morskich - <u>ustawa z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej</u> (Dz. U. z 2024 r. poz. 1125). 2. Wskazujemy również, że projekt ustawy nie reguluje relacji planów obszarów OZE z dokumentami planistycznymi dla gminy uregulowanymi właśnie w tej ustawie. Z projektu przepisów nie wynika również, czy gminy powinny brać pod uwagę plany obszarów OZE podczas przygotowywania planów ogólnych, czy mpzp, mimo że mają być zaangażowane w postępowaniach dotyczących ich uchwalenia.		Uwaga wyjaśniona Z uwagi na wielowymiarowy i interdyscyplinarny charakter przedmiotowych przepisów oraz konieczność uniknięcia ich rozczłonkowania, projektodawca zdecydował się na ich umieszczenie głównie w ustawie OZE, która jest dedykowana dla rozwiązań dot. odnawialnych źródeł energii. W przypadku chęci powiązania planów OPRO z planami ogólnymi, w związku z obecnym etapem procesu legislacyjnego projektu ustawy, gminy mogą podnieść zarzut opóźnienia w przyjęciu planu ogólnego z powodu braku planów obszarów OZE. Zgodnie z dyrektywą RED III Państwa Członkowskie obowiązane są sporządzić po raz pierwszy plany obszarów OZ w terminie do 21 lutego 2026 r. Natomiast w świetle art. 51 ustawy z dnia 7 lipca 2023 r. o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw gminy są obowiązane do sporządzenia planów ogólnych do dnia 31 grudnia 2025 r., przy czym procedowana obecnie nowelizacja wydłuża termin na przyjęcie planów ogólnych przez gminy jedynie o pół roku.

					W kontekście planów ogólnych należy także podkreślić, że zgodnie z przepisami wykonawczymi, zawierającymi charakterystykę stref planistycznych, w strefach otwartych, gospodarczych i górnictwa domyślnie dopuszczone będzie zlokalizowanie tego typu instalacji. Z uwagi na potrzeby zachowania ładu przestrzennego i w celu przeciwdziałania konfliktom społecznym na str. 25 uzasadnienia do ustawy z dnia 7 lipca 2023 r. o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw wskazano jednak, że lokalizacja OZE o dużej mocy powinna przebiegać za pośrednictwem planów miejscowych.
471.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Roman Żurek Zakład Badan Ekologicznych	Rozpoczęcie procesu mapowania potencjału energetycznego wód Polskie jest bardzo niemądrym posunięciem i niegodnym MKiŚ. Po pierwsze będzie to plagiat Katastru Sił Wodnych sprzed 95 lat, (Pomianowski 1905, Altenberg 1911, Rybczyński 1936, Hoffmann 1992, Mikulski 2004). Teoretyczna ilość energii możliwej do osiągnięcia z wód Polski (biorąc pod uwagę moce rzek >100kW/km) wynosi 23 000 GWh/rok przy mocy 2625 MW, a możliwa technicznie 12 100 GWh/rok. Udział MEW w bilansie energetycznym Polski jest zaniedbywalnie mały a Polskie rzeki do dobro narodowe, które zgodnie z preambułą RDW należy bronić i chronić. Po drugie - energia wodna jest nieekologiczna, jakkolwiek odnawialna. Dlatego UE dała tu państwom wolną rękę. Zgodnie z art. 4.7 RDW jeden warunek z 4 do równoczesnego spełnienia powinien zablokować dewastację hydroenergetyczną: jeśli nie ma bardziej przyjaznych sposobów pozyskania energii		Uwaga wyjaśniona Uwzględnienie energii wodnej w ramach procesu mapowania potencjału OZE stanowi jedynie analizę i weryfikację kryteriów niezbędnych do ewentualnej budowy elektrowni wodnych. Nie jest to jednak równoznaczne z koniecznością wyznaczania OPRO dla hydroenergetyki.

			(w ogólności nie tylko jako prądu). A są takie sposoby. Podjmując to mapowanie MKiŚ w przyszłości otwiera drogę do likwidacji polskich rzek. Wg GUS mamy ok. 20000 budowli piętrzących, wg Wód Polskich około 60 000. Jeśli będzie zgoda na budowę MEW to mamy zlikwidowane rzeki w Polsce i eksterminację wielu gatunków zwierząt. Powstałych MEW nikt nie zburzy, tak jak PGW WP nie radzi sobie z usuwaniem zbędnych porzuconych progów wodnych. Pod znakiem zapytania pozostanie wymaganie Strategii Bioróżnorodności UE i renaturalizacja rzek w Polsce. Podjęcie takich działań wpisuje się w cele Dyrektywy 2024/1203 z dnia 11 kwietnia 2024 r. w sprawie ochrony środowiska poprzez prawo karne i zastępująca dyrektywy 2008/99/WE i 2009/123/WE.		
472.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	GK ORLEN	Ciepło odpadowe stanowiło 3,6% całkowitych dostaw ciepła sieciowego w 2022 roku w Europie, w tym udział ciepła odzyskanego z sektorów przemysłowego i usługowego oraz układów kondensacji spalin (UKS). Podana wartość została określona w sposób wysoce zachowawczy ponieważ niektóre kraje nie zgłaszają wykorzystania ciepła odpadowego w ciepłownictwie. Największe udziały ciepła odpadowego występują na rynkach, gdzie energetyka, ciepłownictwo jest dobrze rozwinięte, a planowanie ciepła i/lub systemy opodatkowania zapewniają korzystne warunki dla tych projektów. Szacuje się, że ciepło odpadowe z wytwarzania energii, instalacji przemysłowych i przekształcania odpadów w energię wynosi 2,860 TWh/rok w UE, co jest niemal równoważne z całkowitym zapotrzebowaniem regionu na energię do ogrzewania pomieszczeń i wody w budynkach mieszkalnych i usługowych²).		Uwaga wyjaśniona W pierwszym etapie mapowania nie zostaną wzięte pod uwagę dodatkowe zasoby, takie jak np. ciepło odpadowe. Niemniej ich ujęcie zostanie wzięte pod uwagę przy ewentualnych aktualizacjach map potencjału.

			Zgodnie z motywem 49. dyrektywy RED III „W celu zapewnienia, aby środki krajowe służące rozwojowi ogrzewania i chłodzenia z wykorzystaniem energii odnawialnej opierały się na kompleksowym rozpoznawaniu i analizie krajowego potencjału w zakresie energii odnawialnej i odpadowej oraz aby środki takie zapewniały większy udział oze, przez wspieranie między innymi innowacyjnych technologii, takich jak pompy ciepła, technologie w zakresie energii geotermalnej i energii słonecznej termicznej, oraz ciepła odpadowego i chłodu odpadowego w zużyciu energii, należy zobowiązać państwa członkowskie do przeprowadzenia oceny ich potencjału w zakresie energii ze źródeł odnawialnych oraz wykorzystania ciepła odpadowego i chłodu odpadowego w sektorze ogrzewania i chłodzenia, w szczególności, w celu promowania energii ze źródeł odnawialnych w instalacjach grzewczych i chłodniczych oraz promowania konkurencyjnego i efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego. Warunkiem zapewnienia spójności z wymogami w zakresie efektywności energetycznej dotyczącymi ogrzewania i chłodzenia oraz zmniejszenia obciążeń administracyjnych jest włączenie wspomnianej oceny do kompleksowych ocen, które są przeprowadzane i o których powiadamia się na podstawie art. 14 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE 12.”. Dlatego zgłaszamy propozycję uzupełnienia map potencjału OZE o istotny zasób jakim jest ciepło odpadowe, z obowiązkiem cyklicznej aktualizacji mapy potencjału ciepła odpadowego.		
473.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160e ustawy	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Dodawany art. 160e w ustawie oze reguluje kwestię przygotowania mapy potencjału		Uwaga wyjaśniona

	z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii		odnawialnego źródła energii, co ma na celu wdrożenie art. 15b dyrektywy (UE) 2023/2413, należy jednak wskazać, że regulacje w tym zakresie są bardzo lakoniczne i ogólne, nie oddają przez to w pełni zapisów dyrektywy w tym zakresie. W dodawanym art. 106e ust. 1 wskazano, że minister właściwy do spraw klimatu publikuje na swojej stronie podmiotowej obsługującego go urzędu mapy potencjału odnawialnego źródła energii, w podziale na poszczególne rodzaje odnawialnego źródła energii. Brak jest jednak szczegółowych regulacji w jaki sposób ma nastąpić wyznaczenie obszarów objętych mapą. Co będzie brał pod uwagę, na czym się będzie opierać i czy będzie z kimś współpracować przygotowując tę mapę? Proponowane przepisy nie odpowiadają na te pytania. Tymczasem zgodnie z art. 15b ust. 1 akapit 1 dyrektywy (UE) 2023/2413 dotyczącym mapowania obszarów niezbędnych do wniesienia krajowych wkładów w realizację ogólnego celu unijnego w zakresie energii odnawialnej wyznaczonego na 2030 r.: „W tym celu państwa członkowskie mogą wykorzystywać swoje istniejące dokumenty lub plany planowania przestrzennego, w tym plany zagospodarowania przestrzennego obszarów morskich, sporządzone zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/89/UE (1)*, lub opierać się na nich. (...) W odpowiednich przypadkach państwa członkowskie zapewniają koordynację między wszystkimi odpowiednimi organami i podmiotami krajowymi, regionalnymi i lokalnymi, w tym operatorów sieci, przy mapowaniu niezbędnych obszarów.”. Co prawda w art. 160g ust. 5 pkt 2 wskazano, że przy sporządzaniu planów obszarów OZE należy porozumieć się z właściwym RDOŚ, czy		Proponowane w projekcie przepisy stanowią podstawę prawną do opublikowania map potencjału, co w opinii projektodawcy jest wystarczające ze względu na to, że mapy potencjału OZE wyznaczane będą na poziomie ogólnokrajowym w oparciu o kompleksową specyfikację techniczną zawierającą wielorakie i szczegółowe kryteria mapowania, z którą można zapoznać się pod wskazanym linkiem - https://www.gov.pl/web/klimat/g311-kamien-milowy-g1l-mapowanie-potencjalu-energii-ze-zrodel-odnawialnych-w-odniesieniu-do-fotowoltaicznych-i-ladowych-instalacji-wiatrowych Jednocześnie zgodnie z projektowanymi przepisami przewiduje się dokonywanie aktualizacji map potencjału OZE. Proponowane przepisy wskazują także co będzie brane pod uwagę przy wyznaczaniu OPRO. Z kolei jak słusznie wskazano w uwadze, zgodnie z art. 15b ust. 1 akapit 1 dyrektywy (UE) 2023/2413, pierwsze mapowanie powinno zostać przeprowadzone do 21 maja 2025 r. Biorąc pod uwagę obecny etap procedowania projektu UD162, przepisy miałyby charakter retroaktywny.

			OSD. Jednak brak jest uregulowania tej kwestii przy mapowaniu. Z kolei ust. 2 art. 15b dyrektywy (UE) 2023/2413 wskazuje co należy brać pod uwagę określając te obszary – w projekcie ustawy brak uregulowania tej kwestii. W projekcie ustawy brak również regulacji dotyczącej wskazania, do kiedy po raz pierwszy mapa potencjału odnawialnego źródła energii powinna zostać opublikowana. Zgodnie z art. 15b ust. 1 akapit 1 dyrektywy (UE) 2023/2413, pierwsze mapowanie powinno zostać przeprowadzone do 21 maja 2025 r. Mając na uwadze wskazane powyższej braki w przypadku przyjęcia tej regulacji w aktualnym brzmieniu, należy liczyć się z zarzutem nieprawidłowego wdrożenia dyrektywy (UE) 2023/2413.		
474.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Świętokrzyskiego	We wskazanym art. zapis art. 160e (dodany art. do ustawy o odnawialnych źródłach energii) jest obligatoryjny dla ministra wł. ds. klimatu, ale nie określa terminu sporządzenia map, które są elementem koniecznym do przygotowania planów wskazanych w art. 160g (dodany art. do ustawy o odnawialnych źródłach energii).		Uwaga wyjaśniona Termin publikacji map potencjału OZE nie został określony, gdyż proces ten znajduje się na początkowym etapie zamówienia publicznego, dlatego na obecnym etapie prac nie jest to możliwe.
475.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Mazowieckiego	Tworzenie map potencjału odnawialnego źródła energii oraz ich aktualizacja powinny podlegać konsultacjom z władzami samorządu lokalnego, na którego terenie znajdują się potencjalne obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii. Tworzenie map cyfrowych na szczeblu krajowym bez konsultacji z gminami wyłącza możliwość udziału władz samorządowych w aktywnym budowaniu krajobrazu energetycznego.		Uwaga wyjaśniona Mapy potencjału OZE nie będą podlegać konsultacjom publicznym, niemniej w trakcie prac nad ich przygotowaniem będzie brane pod uwagę zapotrzebowanie władz samorządowych.

476.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Fundacja Frank Bold	Powiązanie terminu weryfikacji konieczności wprowadzenia zmian w mapach potencjału OZE oraz ich aktualizacji z terminem sporządzania aktualizacji zintegrowanego krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu, o którym mowa w art. 15ab ustawy – Prawo energetyczne jest nietrafne, gdyż następowałoby za rzadko. Weryfikacja aktualizacji map, wobec ich cyfrowej postaci nie powinna nastręczać takich trudności, aby ich aktualizacja następowała co 10 lat. Częsta aktualizacja map wynika także z tworzenia nowych miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, zmian zachodzących w zagospodarowaniu poszczególnych działek objętych mapowaniem, gwałtownego rozwoju OZE i sieci elektroenergetycznych, zmian w poziomach mocy przyłączeniowych z uwagi na nowe inwestycje OZE i przemiany sektora energetyki konwencjonalnej. Rzadsza aktualizacja map niż co 3 lata będzie powodować brak ich aktualności i zupełną nieprzydatność.	„2. Minister właściwy do spraw klimatu dokonuje weryfikacji konieczności wprowadzenia zmian w mapach potencjału odnawialnego źródła energii oraz, w przypadku stwierdzenia takiej potrzeby, ich aktualizacji co 3 lata począwszy od 2025 r.”	Uwaga wyjaśniona Dodanie do ustawy obowiązku aktualizacji planów obszarów OZE w z góry określonym okresie (np. co roku) może niepotrzebnie usztywnić procedurę. Aktualizacja planów obszarów OPRO powinna wynikać z realnej potrzeby ich aktualizacji. Większość z podstawowych przyczyn aktualizacji planów obszarów OZE, takich jak zmiana obowiązującego MPZP, uwarunkowań infrastrukturalnych czy też zmiana warunków klimatycznych/pogodowych w określonym sezonie są zjawiskami długoterminowymi. Dlatego przepisy powinny umożliwiać elastyczne dostosowanie planów obszarów OZE stosownie do zaistniałych okoliczności. Jednocześnie wprowadzenie zmian w procedurze aktualizacji map potencjału/OPRO zostało poddane analizie i dostosowane zgodnie ze zidentyfikowanym zapotrzebowaniem.
477.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polska Organizacja Biometanu	Ograniczenie możliwości przygotowywania obszarów przyspieszonego rozwoju. Dotyczy to w szczególności obszarów wiejskich, gdzie lokowane mogą być instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy lub biometan, a gdzie nie występuje dostateczne nasycenie miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego. W konsekwencji proponuje się, aby obszary przyspieszonego rozwoju mogły powstawać również na obszarach o	Na terenie położonym w granicach obszarów uwzględnionych na mapach potencjału odnawialnego źródła energii, który objęty jest miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego lub prawomocną decyzją o warunkach zabudowy umożliwiającym lokalizację danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii, dopuszcza się wyznaczanie obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii dla tego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii.	Uwaga wyjaśniona Projektowane rozwiązania stanowią jedynie pierwszy etap wdrażania OPRO w Polsce. Oznacza to, że na dalszych etapach rozwoju OPRO nie wyklucza się uwzględnienia możliwości wyznaczania takich obszarów na terenach innych, niż tylko te objęte właściwym MPZP. Warto jednak zauważyć, że rozmieszczenie inwestycji OZE nie powinno mieć miejsca na podstawie

			zmapowanym potencjale, gdzie zostały również wydane prawomocne decyzje o warunkach zabudowy umożliwiając lokalizację danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii. Powyższe znacznie rozszerzy zakres terytorialny, gdzie będą mogły powstawać obszary przyspieszonego rozwoju z uwzględnieniem kompetencji organów samorządu województwa oraz z zachowaniem władztwa planistycznego poszczególnych gmin (konieczność wydania decyzji o warunkach zabudowy).		dokumentów, które nie są należycie skonsultowane społecznie, zaś miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego stanowi gwarancję ładu przestrzennego w gminie. Obecna aksjologia ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym wskazuje jako stan pożądany posiadanie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego przez gminę. Projektowane przepisy mogą zatem wręcz przyczynić się do szybszego uchwalania miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego w gminach. W przypadku wyznaczania terenów pod OPRO oparcie się o obowiązujące MPZP jest obecnie jedynym możliwym kierunkiem. Z samej idei OPRO wynika bowiem, że dedykowane im tereny muszą być gotowe do ich zaimplementowania, zaś biorąc pod uwagę kluczowy w tym przypadku aspekt planistyczny, warunek ten spełniają tylko te posiadające MPZP. Tym samym OPRO nie powinny być wyznaczane w sposób inny niż oparty na obowiązującym prawie miejscowym, tj. w oparciu o decyzje o warunkach zabudowy, których użyteczność będzie ponadto ograniczana czasowo, ustępując docelowo miejsca planom miejscowym, które będą z kolei obligatoryjne po całościowym wejściu w życie reformy planowania przestrzennego, planowanym na połowę 2026 r.
478.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160e ustawy z dnia 20 lutego	Polskie Towarzystwo Energetyki Ciepłej	Ciepło odpadowe stanowiło 3,6% całkowitych dostaw ciepła sieciowego w 2022 roku w Europie, w tym udział ciepła		Uwaga wyjaśniona

	2015 r. o odnawialnych źródłach energii		odzyskanego z sektorów przemysłowego i usługowego oraz układów kondensacji spalin (UKS). Podana wartość została określona w sposób wysoce zachowawczy ponieważ niektóre kraje nie zgłaszają wykorzystania ciepła odpadowego w ciepłownictwie. Największe udziały ciepła odpadowego występują na rynkach, gdzie energetyka, ciepłownictwo jest dobrze rozwinięte, a planowanie ciepła i/lub systemy opodatkowania zapewniają korzystne warunki dla tych projektów. Szacuje się, że ciepło odpadowe z wytwarzania energii, instalacji przemysłowych i przekształcania odpadów w energię wynosi 2,860 TWh/rok w UE, co jest niemal równoważne z całkowitym zapotrzebowaniem regionu na energię do ogrzewania pomieszczeń i wody w budynkach mieszkalnych i usługowych²). Zgodnie z motywem 49. dyrektywy RED III „W celu zapewnienia, aby środki krajowe służące rozwojowi ogrzewania i chłodzenia z wykorzystaniem energii odnawialnej opierały się na kompleksowym rozpoznawaniu i analizie krajowego potencjału w zakresie energii odnawialnej i odpadowej oraz aby środki takie zapewniały większy udział oze, przez wspieranie między innymi innowacyjnych technologii, takich jak pompy ciepła, technologie w zakresie energii geotermalnej i energii słonecznej termicznej, oraz ciepła odpadowego i chłodu odpadowego w zużyciu energii, należy zobowiązać państwa członkowskie do przeprowadzenia oceny ich potencjału w zakresie energii ze źródeł odnawialnych oraz wykorzystania ciepła odpadowego i chłodu odpadowego w sektorze ogrzewania i chłodzenia, w szczególności, w celu promowania energii ze źródeł odnawialnych w instalacjach grzewczych i		W pierwszym etapie mapowania nie zostaną wzięte pod uwagę także dodatkowe zasoby, takie jak np. ciepło odpadowe. Niemniej ich ujęcie zostanie wzięte pod uwagę przy ewentualnych aktualizacjach map potencjału.

			chłodniczych oraz promowania konkurencyjnego i efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego. Warunkiem zapewnienia spójności z wymogami w zakresie efektywności energetycznej dotyczącymi ogrzewania i chłodzenia oraz zmniejszenia obciążeń administracyjnych jest włączenie wspomnianej oceny do kompleksowych ocen, które są przeprowadzane i o których powiadamia się na podstawie art. 14 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE 12.”. Dlatego zgłaszamy propozycję uzupełnienia map potencjału oze o istotny zasób jakim jest ciepło odpadowe, z obowiązkiem cyklicznej aktualizacji mapy potencjału ciepła odpadowego.		
479.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polskie Towarzystwo Energetyki Ciepłej	Warto zaznaczyć, że udział OZE w produkcji ciepła wyniósł 14,4% w 2023 r., z czego 97,2% stanowi ciepło z biomasy. Wykorzystanie energii otrzymywanej z biomasy, a tym samym zazielenienie systemów ciepłowniczych wymaga zmapowania tego potencjału na poziomie krajowym oraz lokalnym. Nie bez znaczenia dla dekarbonizacji sektora jest uznanie w dyrektywie RED III za energię z odnawialnych źródeł energii całego wytworzonego ciepła pochodzącego z pompy ciepła, pod warunkiem, że dana pompa ciepła spełnia w momencie instalacji minimalne warunki efektywności określone w załączniku VII do tej dyrektywy. Biorąc powyższe pod uwagę a także wymagania stawiane dla efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych oraz ogromny potencjał wykorzystania energii otoczenia przy wykorzystaniu pomp ciepła, proponujemy uzupełnienie w art. 160e. ust. 1 przepisu dot. map potencjału odnawialnego źródła energii o	Art. 160e ust. 1 otrzymuje brzmienie: Art. 160e. 1. Minister właściwy do spraw klimatu publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej obsługującego go urzędu, mapy potencjału odnawialnego źródła energii, w podziale na poszczególne rodzaje odnawialnego źródła energii, w szczególności: 1) energię wiatru na lądzie; 2) energię wiatru na morzu; 3) energię promieniowania słonecznego; 4) energię geotermalną; 5) energię otoczenia; 6) hydroenergię; 7) energię otrzymaną z biomasy; 8) energię otrzymywaną z biogazu, biogazu rolniczego i biometanu.	Uwaga wyjaśniona Spalanie biomasy nie stanowi kluczowej technologii z punktu widzenia dalszego rozwoju OZE w Polsce, w związku z czym nie będzie stanowić przedmiotu mapowania potencjału, zgodnie z dyrektywą RED III. W pierwszym etapie mapowania nie zostaną wzięte pod uwagę także dodatkowe nośniki energii, takie jak np. wodór czy energia otoczenia. Niemniej ich ujęcie zostanie wzięte pod uwagę przy ewentualnych aktualizacjach map potencjału.

			- energię otrzymaną z biomasy; - energię otoczenia.		
480.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polskie Towarzystwo Energetyki Ciepłej	Czy z uwagi na istotność elektrowni szczytowo-pompowych dla KSE, publikowane mapy potencjału nie powinny uwzględniać również potencjału budowy elektrowni szczytowo-pompowych?	5) hydroenergię z uwzględnieniem potencjału na budowę elektrowni szczytowo-pompowych;	Uwaga wyjaśniona Mapowanie potencjału OZE nie będzie uwzględniać ESP, ponieważ dla tego typu przedsięwzięć potencjalne lokalizacje są już określone, zaś lista podmiotów, które są w stanie zrealizować tego typu inwestycje jest ograniczona do SSP.
481.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	PGE S.A.	Dodawany art. 160e w ustawie oze reguluje kwestię przygotowania mapy potencjału odnawialnego źródła energii, co ma na celu wdrożenie art. 15b dyrektywy (UE) 2023/2413, należy jednak wskazać, że regulacje w tym zakresie są bardzo lakoniczne i ogólne, nie oddają przez to w pełni zapisów dyrektywy w tym zakresie. W dodawanym art. 106e ust. 1 wskazano, że minister właściwy do spraw klimatu publikuje na swojej stronie podmiotowej obsługującego go urzędu mapy potencjału odnawialnego źródła energii, w podziale na poszczególne rodzaje odnawialnego źródła energii. Brak jest jednak szczegółowych regulacji w jaki sposób ma nastąpić wyznaczenie obszarów objętych mapą. Co będzie brał pod uwagę, na czym się będzie opierać i czy będzie z kimś współpracować przygotowując tę mapę? Proponowane przepisy nie odpowiadają na te pytania. Tymczasem zgodnie z art. 15b ust. 1 akapit 1 dyrektywy (UE) 2023/2413 dotyczącym mapowania obszarów niezbędnych do wniesienia krajowych wkładów w realizację ogólnego celu unijnego w zakresie energii odnawialnej wyznaczonego na 2030 r.: „W tym celu państwa członkowskie mogą wykorzystywać swoje istniejące dokumenty lub plany planowania przestrzennego, w tym plany zagospodarowania przestrzennego obszarów morskich, sporządzone zgodnie z		Uwaga wyjaśniona Proponowane w projekcie przepisy stanowią podstawę prawną do opublikowania map potencjału, co w opinii projektodawcy jest wystarczające ze względu na to, że mapy potencjału OZE wyznaczane będą na poziomie ogólnokrajowym w oparciu o kompleksową specyfikację techniczną zawierającą wielorakie i szczegółowe kryteria mapowania, z którą można zapoznać się pod wskazanym linkiem - https://www.gov.pl/web/klimat/g311-kamien-milowy-g1l-mapowanie-potencjalu-energii-ze-zrodel-odnawialnych-w-odniesieniu-do-fotowoltaicznych-i-ladowych-instalacji-wiatrowych Jednocześnie zgodnie z projektowanymi przepisami przewiduje się dokonywanie aktualizacji map potencjału OZE. Proponowane przepisy wskazują także co będzie brane pod uwagę przy wyznaczaniu OPRO. Z kolei jak słusznie wskazano w uwadze, zgodnie z art. 15b ust. 1 akapit 1 dyrektywy (UE) 2023/2413,

			dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/89/UE (1)*, lub opierać się na nich. (...) W odpowiednich przypadkach państwa członkowskie zapewniają koordynację między wszystkimi odpowiednimi organami i podmiotami krajowymi, regionalnymi i lokalnymi, w tym operatorów sieci, przy mapowaniu niezbędnych obszarów.”. Co prawda w art. 160g ust. 5 pkt 2 wskazano, że przy sporządzaniu planów obszarów OZE należy porozumieć się z właściwym RDOŚ, czy OSD. Jednak brak jest uregulowania tej kwestii przy mapowaniu. Z kolei ust. 2 art. 15b dyrektywy (UE) 2023/2413 wskazuje co należy brać pod uwagę określając te obszary – w projekcie ustawy brak uregulowania tej kwestii. W projekcie ustawy brak również regulacji dotyczącej wskazania, do kiedy po raz pierwszy mapa potencjału odnawialnego źródła energii powinna zostać opublikowana. Zgodnie z art. 15b ust. 1 akapit 1 dyrektywy (UE) 2023/2413, pierwsze mapowanie powinno zostać przeprowadzone do 21 maja 2025 r. Mając na uwadze wskazane powyższej braki w przypadku przyjęcia tej regulacji w aktualnym brzmieniu, należy liczyć się z zarzutem nieprawidłowego wdrożenia dyrektywy (UE) 2023/2413.		pierwsze mapowanie powinno zostać przeprowadzone do 21 maja 2025 r. Biorąc pod uwagę obecny etap procedowania projektu UD162, przepisy miałyby charakter retroaktywny.
482.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Fundacja na rzecz Ekorozwoju	Wnioskujemy, aby ustawa wyraźnie umożliwiała tworzenie planów obszarów OZE uwzględniających jednocześnie różne rodzaje źródeł energii wymienione w proponowanym art. 160e ustawy o odnawialnych źródłach energii - łącznie. Obecny projekt ustawy nie doprecyzowuje tej kwestii tymczasem sporządzenie jednego planu będzie korzystne w punktu widzenia efektywności procesu oraz umożliwi lepszy pogląd na konieczność		Uwaga wyjaśniona Przepisy dyrektywy RED III przyznają PCz prawo do zdecydowania czy ma być jeden (dla wszystkich rodzajów instalacji OZE) czy kilka (każdy osobno dla danego rodzaju instalacji OZE) planów obszarów OZE, zgodnie z art. 15c ust. 1, który mówi, że „Do dnia 21 lutego 2026 r. państwa członkowskie zapewnią by właściwe organy przyjęły

			rozwoju infrastruktury dla przedsiębiorstw zarządzających sieciami elektroenergetycznymi, w szczególności w zakresie tworzenia oferty typu cable pooling. Podobnie proponowany art. 160e powinien naszym zdaniem wymagać sporządzenia także mapy potencjału OZE łączącej wszystkie rodzaje źródeł energii.		plan lub plany wyznaczające, jako podzbiór obszarów, o których mowa w art. 15b ust. 1, obszary przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych dla co najmniej jednego rodzaju OZE. Analogicznie sytuacja ma miejsce w przypadku map potencjału. Jednakże w opinii projektodawcy mapy potencjału powinny być sporządzane każda oddzielnie dla danego rodzaju instalacji OZE, bowiem powinny one stanowić obiektywne źródło informacji odnośnie najbardziej optymalnego miejsca lokalizacji danego źródła OZE. Koncepcja oddzielnych planów obszarów OZE dla poszczególnych rodzajów instalacji OZE może w pewnym zakresie stanowić barierę dla stosowania instytucji cable pooling w przypadku, w którym plany obszarów OZE przyjmowane są w różnych, odległych od siebie terminach. Z drugiej strony, jeżeli plan obszaru OZE miałby być wspólny dla wszystkich rodzajów instalacji OZE to i tak nie zostanie on przyjęty, dopóki ostatni rozważany rodzaj instalacji OZE nie zostanie określony w planie. Innymi słowy, sporządzenie jednego planu obszaru OZE dla wszystkich rodzajów instalacji OZE nie przyspieszy procesu, a wręcz przeciwnie, może go spowolnić wobec rodzajów instalacji OZE, które zostały już określone. Dlatego w opinii projektodawcy lepszym rozwiązaniem będzie pozostawienie projektowanych przepisów w dotychczasowym kształcie.
483.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160e ustawy z dnia 20 lutego	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	Istotą stworzenia przepisów ułatwiających lokalizację instalacji OZE na konkretnych obszarach, w tym na terenach	Art. 160e (...) 5. W planie obszarów OZE określa się:	Uwaga częściowo uwzględniona i wyjaśniona

	2015 r. o odnawialnych źródłach energii		przemysłowych i poprzemysłowych jest określenie na czym ma polegać „uproszczona lokalizacja instalacji OZE”. Przepisy dyrektywy RED III wprowadzają nie nakładają na państwo członkowskie wprost takiego obowiązku, jednak wskazują one przykładowe ułatwienie jakie powinno występować w OPRO. W art. 16 ust. 2 dyrektywy RED III przewidziano termin na potwierdzenie przez właściwy organ kompletność wniosku o zezwolenie. Długość tego terminu została uzależniona od tego, czy dana instalacja OZE znajduje się na obszarach przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych czy też nie. Oznacza to, że dyrektywa RED III przewiduje usprawnienia dla instalacji zlokalizowanych na takich terenach. W konsekwencji takie ułatwienia powinny również zostać przewidziane na gruncie krajowych przepisów. Należy zwrócić uwagę, że brak określenia na czym w rzeczywistości miałyby polegać wsparcie w lokalizacji inwestycji OZE powoduje, że zaproponowane przepisy staną się swojego rodzaju „wydmuszką legislacyjną.” Z jednej strony odpowiednie organy samorządu terytorialnego uchwalą odpowiednie dokumenty, jednak w rzeczywistości nie zostaną przewidziane żadne ułatwienia w lokalizacji instalacji OZE. W ocenie Izby, Projekt powinien określać przykładowy katalog środków zmierzających do uproszczenia procedury lokalizacji inwestycji OZE.	1) rodzaj odnawialnego źródła energii, dla którego jest on sporządzany; 2) obszary i powierzchnie, które uznaje się za obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii – w porozumieniu z właściwym regionalnym dyrektorem ochrony środowiska oraz z przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii: a) wyznaczając, w pierwszej kolejności, lokalizację instalacji odnawialnego źródła energii na terenach przekształconych, w szczególności na terenach przemysłowych i poprzemysłowych, zabudowanych, zdegradowanych nienadających się do wykorzystania w rolnictwie, sztucznych zbiornikach wodnych oraz obszarach infrastruktury technicznej lub transportowej, b) wyłączając możliwość określenia tych obszarów i powierzchni na obszarach form ochrony przyrody, o których mowa w art. 6 ust. 1 pkt 1-9 ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody (Dz. U. z 2024 r. poz. 1478 i 1940) oraz głównych szlakach migracyjnych ptaków i ssaków morskich, za wyjątkiem sztucznych i zabudowanych powierzchni znajdujących się na tych obszarach, w tym dachach, parkingach oraz obszarach infrastruktury transportowej; 3) środki zmierzające do uproszczenia procedury lokalizacji inwestycji OZE w szczególności określenie terminów w jakich powinny zostać wydane wszystkie wymagane zezwolenia na lokalizację takiej inwestycji;	Wskazana w przedmiotowej definicji „uproszczona lokalizacja instalacji odnawialnego źródła energii” odnosi się do istoty OPRO, jaką ma być skrócenie czasu trwania procesów inwestycyjnych instalacji powstających na tych obszarach. Tym samym należy wskazać, że projektodawca wprowadził dodatkowe przepisy w zakresie ułatwień proceduralnych, które będą określać m.in. zwolnienie z konieczności uzyskania oceny oddziaływania na środowisko dla poszczególnych projektów OZE zlokalizowanych na OPRO. Plany OPRO będą podlegać strategicznej ocenie oddziaływania na środowisko, dzięki czemu poszczególne instalacje zlokalizowane w ramach OPRO nie będą podlegać procedurze oceny środowiskowej, chyba że w ramach kontroli danego przedsięwzięcia organ środowiskowy orzeknie inaczej. Pozostałe elementy wskazane w uwadze dotyczą pełnej implementacji dyrektywy RED III, która będzie przedmiotem odrębnego projektu ustawy.

				4) środki łagodzące, jakie należy zastosować przy lokalizacji poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii, w tym wchodzącego w skład tej instalacji magazynu energii, w rozumieniu art. 3 pkt 10ka ustawy - Prawo energetyczne, oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci, w celu uniknięcia negatywnego oddziaływania na środowisko lub, jeżeli to niemożliwe, znacznego zmniejszenia tego oddziaływania oraz uniknięcia zabijania lub niepokojenia gatunków chronionych na podstawie przepisów odrębnych - w porozumieniu z właściwym regionalnym dyrektorem ochrony środowiska; 5) inne informacje uwzględniające specyfikę każdego zidentyfikowanego obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii; 6) załącznik graficzny przedstawiający granice obszaru objętego planem obszarów OZE	
484.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Izba Gospodarcza Gazownictwa	Ciepło odpadowe stanowiło 3,6% całkowitych dostaw ciepła sieciowego w 2022 roku w Europie, w tym udział ciepła odzyskanego z sektorów przemysłowego i usługowego oraz układów kondensacji spalin (UKS). Podana wartość została określona w sposób wysoce zachowawczy ponieważ niektóre kraje nie zgłaszają wykorzystania ciepła odpadowego w ciepłownictwie. Największe udziały ciepła odpadowego występują na rynkach, gdzie energetyka, ciepłownictwo jest dobrze rozwinięte, a planowanie ciepła i/lub systemy opodatkowania zapewniają korzystne warunki dla tych projektów. Szacuje się, że ciepło odpadowe z wytwarzania energii, instalacji przemysłowych i przekształcania odpadów w energię wynosi 2,860 TWh/rok w UE, co		Uwaga wyjaśniona W pierwszym etapie mapowania nie zostaną wzięte pod uwagę dodatkowe zasoby, takie jak np. ciepło odpadowe. Niemniej ich ujęcie zostanie wzięte pod uwagę przy ewentualnych aktualizacjach map potencjału.

		jest niemal równoważne z całkowitym zapotrzebowaniem regionu na energię do ogrzewania pomieszczeń i wody w budynkach mieszkalnych i usługowych²). Zgodnie z motywem 49. dyrektywy RED III „W celu zapewnienia, aby środki krajowe służące rozwojowi ogrzewania i chłodzenia z wykorzystaniem energii odnawialnej opierały się na kompleksowym rozpoznawaniu i analizie krajowego potencjału w zakresie energii odnawialnej i odpadowej oraz aby środki takie zapewniały większy udział oze, przez wspieranie między innymi innowacyjnych technologii, takich jak pompy ciepła, technologie w zakresie energii geotermalnej i energii słonecznej termicznej, oraz ciepła odpadowego i chłodu odpadowego w zużyciu energii, należy zobowiązać państwa członkowskie do przeprowadzenia oceny ich potencjału w zakresie energii ze źródeł odnawialnych oraz wykorzystania ciepła odpadowego i chłodu odpadowego w sektorze ogrzewania i chłodzenia, w szczególności, w celu promowania energii ze źródeł odnawialnych w instalacjach grzewczych i chłodniczych oraz promowania konkurencyjnego i efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego. Warunkiem zapewnienia spójności z wymogami w zakresie efektywności energetycznej dotyczącymi ogrzewania i chłodzenia oraz zmniejszenia obciążeń administracyjnych jest włączenie wspomnianej oceny do kompleksowych ocen, które są przeprowadzane i o których powiadamia się na podstawie art. 14 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE 12.”. Dlatego zgłaszamy propozycję uzupełnienia map potencjału oze o istotny zasób jakim jest ciepło odpadowe, z		

			obowiązkiem cyklicznej aktualizacji mapy potencjału ciepła odpadowego.		
485.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160e ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	TAURON Energia S.A. Polska	Art. 15b ust. 1 akapit 1 dyrektywy (UE) 2023/2413 stanowi, że do dnia 21 maja 2025 r. państwa członkowskie przeprowadzą skoordynowane mapowanie na potrzeby wprowadzania energii odnawialnej na swoim terytorium. Przepisy projektu ustawy nie wprowadzają do polskiego porządku prawnego terminu na implementację tego przepisu. W związku z powyższym proponuje się uzupełnienie przepisów o termin udostępnienia przez MKiŚ mapy potencjału odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 160e ust. 1. Jednocześnie, w kontekście kolejnych przepisów dot. wyznaczania OPRO na terenach województw, które mają być według REDIII podzbiórami w stosunku do tych obszarów, proponujemy, aby mapowanie było dokonane w podziale na województwa.		Uwaga wyjaśniona Termin publikacji map potencjału OZE nie został określony, gdyż proces ten znajduje się na początkowym etapie zamówienia publicznego, dlatego na obecnym etapie prac nie jest to możliwe. Mapy potencjału OZE wyznaczone będą na poziomie ogólnokrajowym w oparciu o kompleksową specyfikację techniczną zawierającą wielorakie i szczegółowe kryteria mapowania (z którą można zapoznać się pod wskazanym linkiem - https://www.gov.pl/web/klimat/g311-kamien-milowy-g11-mapowanie-potencjalu-energii-ze-zrodel-odnawialnych-w-odniesieniu-do-fotowoltaicznych-i-ladowych-instalacji-wiatrowych), natomiast wyznaczanie OPRO w opinii projektodawcy powinno następować z poziomu regionalnego z uwagi na najlepsze rozeznanie na temat niezbędnych uwarunkowań lokalnych. Dodatkowe wyjaśnienia dotyczące opracowywania i publikacji map potencjału OZE zostały uwzględnione w uzasadnieniu projektu.
486.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160e ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Czy z uwagi na istotność elektrowni szczytowo-pompowych dla KSE, publikowane mapy potencjału nie powinny uwzględniać również potencjału budowy elektrowni szczytowo-pompowych?	5) hydroenergię z uwzględnieniem potencjału na budowę elektrowni szczytowo-pompowych;	Uwaga wyjaśniona Mapowanie potencjału OZE nie będzie uwzględniać ESP, ponieważ dla tego typu przedsięwzięć potencjalne lokalizacje są już określone, zaś lista podmiotów, które są w stanie zrealizować tego typu inwestycje jest ograniczona do SSP.

487.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160e ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polska Przemysłu Chemicznego	Izba	W celu zapewnienia prawidłowej implementacji art. 15b ust. 1 dyrektywy RED III PIPC proponuje nowe brzmienie projektowanego art. 160e ust. 1 przy uwzględnieniu następujących kwestii: a) Z art. 15b ust. 1 dyrektywy RED III wynika, że skoordynowane mapowanie ma celu określenie krajowego potencjału i dostępnego obszaru, który jest niezbędny do instalacji elektrowni produkujących energię odnawialną, a także powiązanej infrastruktury. W projektowanym art. 160e ust. 1 ustawy o OZE Projektodawca skupił się na potencjalne odnawialnego źródła energii, co jest pojęciem nieostrym. W naszej ocenie przepisy dyrektywy RED III mają służyć przyspieszeniu rozwoju instalacji produkujących OZE, a mapowanie mają określać potencjał tych instalacji i dogodne dla ich rozwoju obszary, a nie np. potencjał odnawialnego źródła energii jako taki (albo obszary, gdzie może być wykorzystane). I w tym zakresie PIPC proponuje zmodyfikowanie wprowadzenia do wyliczenia. b) W naszej ocenie, stosownie do art. 15b ust. 1 dyrektywy RED III, mapowanie powinno dotyczyć wszystkich źródeł OZE, szczególnie uwzględnionych wprost w KPEiK, którymi Polska zamierza realizować ogólny cel OZE. Państwo nie powinno ograniczać się do energii z wiatru czy ze słońca, co tyczy się także wyznaczania OPRO. Instalacje PV na terenach przekształconych już obecnie powstają bez większych przeszkód. Obszar dotyczący rozwoju lądowych farm wiatrowych jest już znany. Mapowanie będzie natomiast szczególnie potrzebne dla źródeł nowych, takich jak biometan czy wodór, żeby faktycznie określić ich potencjał i przyspieszyć permitting.	PIPC proponuje następujące brzmienie art. 160e ust. 1: „Minister właściwy do spraw klimatu publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej obsługującego go urzędu, mapy potencjału instalacji odnawialnego źródła energii i obszaru niezbędnego do powstawania takich instalacji, w podziale na instalacje: 1) wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej ciepła lub chłodu: a) energię wiatru na lądzie, b) energię wiatru na morzu, c) energię promieniowania słonecznego, d) energię geotermalną, e) hydroenergię; f) biogaz lub biogaz rolniczy; oraz 2) wytwarzające: a) biogaz lub biogaz rolniczy, b) biometan, c) wodór odnawialny, wodór odnawialny pochodzenia niebiologicznego lub biowodór.”.	Uwaga wyjaśniona Mapowanie potencjału biogazu/biometanu zostanie podzielone na dwa scenariusze, z których jeden będzie uwzględniać m.in. kryterium dostępu do sieci elektroenergetycznej, a drugi m.in. kryterium dostępu do sieci gazowej, tym samym przedmiotowa uwaga jest zaadresowana w projekcie. Jednocześnie w pierwszym etapie mapowania nie zostaną wzięte pod uwagę dodatkowe nośniki energii, takie jak np. wodór. Niemniej ich ujęcie zostanie wzięte pod uwagę przy ewentualnych aktualizacjach map potencjału.

		c) Projektowany przepis stanowi, że mapy potencjału OZE będą publikowane przez ministra właściwego ds. klimatu w BIP w podziale na poszczególne rodzaje OZE, przy czym energia otrzymywana z biogazu, biogazu rolniczego i biometanu została ujęta zbiorczo w punkcie 6. Należy zauważyć, że biometan jest odmiennym od biogazu czy biogazu rolniczego nośnikiem energii. Przede wszystkim stanowi on w pełni odnawialny zamiennik gazu ziemnego, może być też paliwem gazowym przesyłanym systemem gazowym do odbiorców końcowych, a także być wykorzystywany w sektorze transportu. Te trzy cechy odróżniają biometan od biogazu, a jego potencjał powinien uwzględniać lokalne uwarunkowania, takie jak w szczególności: możliwość przyłączenia do sieci gazowych czy dostaw do stacji tankowania (bądź za pomocą sieci gazowych bądź innymi środkami, takimi jak autocysterny). W związku z tym PIPC proponuje opracowywanie map potencjału OZE oddzielnie dla biogazu i biogazu rolniczego a oddzielnie dla biometanu. Ponadto, PIPC zwraca uwagę, że czym innym jest energia otrzymywana z biogazu czy biometanu a czym innym jest sam biogaz lub biometan – one same w sobie stanowią nośniki energii, które mogą być wykorzystywane do procesów przemysłowych czy tankowania pojazdów. Uproszczenie przepisów związanych z wykorzystaniem biometanu jako samoistnego nośnika energii w transporcie (biokomponentu i paliwa) nastąpiło w ustawie z dnia 6 lutego 2025 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw, przekazanej ostatnio do Senatu.		

			Zgodnie z zaleceniami Biomethane Industrial Partnership (czyli platformy współpracy pomiędzy KE a Państwami Członkowskimi i organizacjami branżowymi) mapowanie powinno dotyczyć także obszarów optymalnych dla rozwoju biometanowni. Przy mapowaniu obszarów należy wziąć pod uwagę: - dostęp do bazy surowcowej - dostęp do sieci gazowej - wrażliwość środowiskową zgodnie z dyrektywą EIA Źródło: https://bip-europe.eu/wp-content/uploads/2023/10/BIP_Task-Force-2_Accelerating-biomethane-permitting_Oct2023.pdf Przykładem państwa, w którym ustanawia się plany wyznaczające obszary przyspieszonego rozwoju biometanu jest Holandia, gdzie państwo zawiera porozumienia z gminami co do wyboru lokalizacji i warunków prowadzenia przedsięwzięcia. d) Podobna uwaga tyczy się wodoru, który tak jak biometan stanowi nośnik energii sam w sobie i może być wykorzystywany w wielu procesach przemysłowych i w sektorze transportu do tankowania pojazdów. W formie gazowej może być przesyłany dedykowaną infrastrukturą wodorową lub zatłaczany do istniejącej sieci gazowej. Ze względu na szerokie zastosowanie, jego produkcja, transport, tankowanie i magazynowanie pełnią kluczową rolę w łańcuchu dostaw i wymaga uwzględnienia lokalnych uwarunkowań. Wodór objęty mapami potencjału i OPRO musi obejmować zarówno wodór odnawialny pochodzenia niebiologicznego (RFNBO), jak i biowodór (w rozumieniu art. 3 pkt 3d i 3e ustawy -	

			Prawo energetyczne). W związku z wymienionymi cechami PIPC proponuje opracowywanie oddzielnych map potencjału OZE dla wodoru. Mapy potencjału i obszary przyspieszonego rozwoju powinny również uwzględniać moce OZE dedykowane produkcji wodoru. Ma to szczególne znaczenie, biorąc pod uwagę fakt nałożenia na Polskę ambitnych celów dotyczących zużycia paliw RFNBO w latach 2030 i 2035 tj. celu przemysłowego i transportowego w rozumieniu art. 22a i 25 dyrektywy RED III. Zmiana omawianego przepisu dałaby przedsiębiorcom możliwość przyspieszenia inwestycji, które kontrybuowałyby do ww. celów. Tym bardziej, że zgodnie z art. 15b RED III Państwa Członkowskie mają zapewnić, by zmapowane obszary były współmierne do szacunkowych trajektorii i całkowitej planowanej mocy zainstalowanej technologii energii z OZE określonej w krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu, a konkretne cele dla wodoru zostały wyznaczone właśnie w KPEiK (str. 40 i nast.). Potencjał do rozwoju rynku wodorowego został potwierdzony w przeprowadzonym przez GAZ-SYSTEM badaniu pt. „Wodorowa Mapa Polski”. Jak można przeczytać w podsumowaniu: „największa liczba deklarowanych projektów produkcji wodoru zlokalizowana jest w północno-zachodniej części Polski, w województwach lubuskim, zachodnio-pomorskim i pomorskim. Na tym obszarze zlokalizowany jest również największy wolumen planowanej produkcji wodoru (0,84 mln ton H₂ w 2040 roku) i prognozowany najbardziej dynamiczny wzrost po 2030 roku w stosunku do pozostałych województw.”	

488.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160e ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki		Art. 160e. 1. „Minister właściwy do spraw klimatu publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej obsługującego go urzędu, mapy potencjału odnawialnego źródła energii, ze wskazaniem rodzaju lub rodzajów odnawialnych źródeł energii, w szczególności: 1) energię wiatru na lądzie; 2) energię wiatru na morzu; 3) energię promieniowania słonecznego; 4) energię geotermalną; 5) hydroenergię; 6) energię otrzymywaną z biogazu, biogazu rolniczego i biometanu.”.	Uwagę przyjęto do wiadomości Brak propozycji zmiany przepisu. Przytoczona treść przepisu jest identyczna z brzmieniem zaproponowanym w projekcie ustawy.
489.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160e ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Izba Gospodarcza Gazownictwa	Wartym jest rozważenie rozszerzenia publikowanej informacji Ministra Środowiska i Klimatu w „Biuletynie Informacji Publicznej” na stronie podmiotowej obsługującego go urzędu, mapy potencjału OZE, w podziale na rodzaje o energię wytwarzaną z wodoru i syntetycznego metanu. Wodór obok biometanu będzie stanowić jedno z kluczowych paliw gazowych na potrzeby przemysłu i transportu oraz stopniowej dekarbonizacji sieci energetycznych w najbliższych latach. W projektowanym przepisie proponujemy także rozważenie dodania energii otrzymanej z syntetycznego metanu. Syntetyczny metan postrzega się jako szansę na wsparcie w procesie transformacji energetycznej i przemysłu trudnego do elektryfikacji oraz integracji sektorów. Gaz ten jest neutralny klimatycznie i umożliwia spełnienie kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych („GHG”) zgodnie z celami legislacji UE. Szansę stwarza na wykorzystywanie istniejącej infrastruktury operatorów systemu gazowego, wykorzystywania	„Art. 160e. 1. Minister właściwy do spraw klimatu publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej obsługującego go urzędu, mapy potencjału odnawialnego źródła energii, w podziale na poszczególne rodzaje odnawialnego źródła energii, w szczególności: 1) energię wiatru na lądzie; 2) energię wiatru na morzu; 3) energię promieniowania słonecznego; 4) energię geotermalną; 5) hydroenergię; 6) energię otrzymywaną z biogazu, biogazu rolniczego i biometanu; 7) energię z gazu wysokometanowego zasilanego innymi gazami 8) energię otrzymaną z wodoru; 9) energię otrzymaną z syntetycznego metanu; 10) energię otrzymaną z biomasy; 11) energię otoczenia	Uwaga wyjaśniona W pierwszym etapie mapowania nie zostaną wzięte pod uwagę także dodatkowe nośniki energii, takie jak np. wodór czy energia otoczenia. Niemniej ich ujęcie zostanie wzięte pod uwagę przy ewentualnych aktualizacjach map potencjału.

		terminali LNG i urządzeń do odbiorców końcowych oraz magazynowania nadwyżek wytworzonej odnawialnej energii w postaci odnawialnego metanu, który jest substytutem dla gazu ziemnego. Powyższe gazy niskoemisyjne i odnawialne są bardzo istotne z punktu widzenia planowania rozwoju sieci elektroenergetycznych i sieci gazowych, infrastruktury produkcji ciepła i chłodu, paliw alternatywnych do tankowania środków transportu oraz czynnikiem, który będzie sprzyjał inwestowaniu kapitału i rozwojowi ekonomiczno-społecznemu w danym regionie Polski. Informacje i dane będą pomocne dla podmiotów, które sporządzają analizy o źródłach OZE w skali regionalnej i krajowej. Warto zaznaczyć, że udział OZE w produkcji ciepła wyniósł 14,4% w 2023 r., z czego 97,2% stanowi wykorzystanie biomasy. Wykorzystanie energii otrzymywanej z biomasy, a tym samym zazielenienie systemów ciepłowniczych wymaga zmapowania tego potencjału na poziomie krajowym oraz lokalnym. Nie bez znaczenia dla dekarbonizacji sektora jest uznanie w dyrektywie RED III za energię z odnawialnych źródeł energii całego wytworzonego ciepła pochodzącego z pompy ciepła, pod warunkiem, że dana pompa ciepła spełnia w momencie instalacji minimalne warunki efektywności określone w załączniku VII do tej dyrektywy. Biorąc powyższe pod uwagę a także wymagania stawiane dla efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych oraz ogromny potencjał wykorzystania		

			energii otoczenia przy wykorzystania pomp ciepła, proponujemy uzupełnienie w art. 160e. ust. 1 przepisu dot. map potencjału odnawialnego źródła energii o - energię otrzymaną z biomasy; - energię otoczenia.		
490.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160e ust. 1 pkt 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	ENEA S.A.	Czy z uwagi na istotność elektrowni szczytowo-pompowych dla KSE, publikowane mapy potencjału nie powinny uwzględniać również potencjału budowy elektrowni szczytowo-pompowych?	5) hydroenergię z uwzględnieniem potencjału na budowę elektrowni szczytowo-pompowych;	Uwaga wyjaśniona Mapowanie potencjału OZE nie będzie uwzględniać ESP, ponieważ dla tego typu przedsięwzięć potencjalne lokalizacje są już określone, zaś lista podmiotów, które są w stanie zrealizować tego typu inwestycje jest ograniczona do SSP.
491.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Instytut Reform	Zgodnie z REDIII mapy potencjału powinny być sprawdzane pod kątem aktualności danych regularnie (i w razie potrzeby aktualizowane). <i>“Państwa członkowskie przeprowadzają okresowy przegląd obszarów, o których mowa w ust. 1 niniejszego artykułu, i w razie potrzeby je aktualizują, zwłaszcza w związku z aktualizacjami krajowych planów w zakresie klimatu i energii przedłożonych zgodnie z art. 3 i 14 rozporządzenia (UE) 2018/1999.”</i>	Proponujemy stworzenie nowego zapisu, który zobowiązywałby odpowiednie Ministerstwo do przeprowadzenia przeglądu map minimum co 5 lat.	Uwaga wyjaśniona Zgodnie z projektowanymi przepisami przewiduje się dokonywanie aktualizacji map potencjału OZE.
492.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Towarzystwo Obrotu Energią	Czy z uwagi na istotność elektrowni szczytowo-pompowych dla KSE, publikowane mapy potencjału nie powinny uwzględniać również potencjału budowy elektrowni szczytowo-pompowych?	5) hydroenergię z uwzględnieniem potencjału na budowę elektrowni szczytowo-pompowych;	Uwaga wyjaśniona Mapowanie potencjału OZE nie będzie uwzględniać ESP, ponieważ dla tego typu przedsięwzięć potencjalne lokalizacje są już określone, zaś lista podmiotów, które są w stanie zrealizować tego typu inwestycje jest ograniczona do SSP.
493.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160e ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o	GK ORLEN	W celu zapewnienia prawidłowej implementacji art. 15b ust. 1 dyrektywy RED III proponujemy nowe brzmienie projektowanego art. 160e ust. 1 przy uwzględnieniu następujących kwestii:	Proponujemy następujące brzmienie art. 160e ust. 1: „Minister właściwy do spraw klimatu publikuje w Biuletynie Informacji	Proponujemy następujące brzmienie art. 160e ust. 1: Uwaga wyjaśniona

	odnawialnych źródłach energii		a) Z art. 15b ust. 1 dyrektywy RED III wynika, że skoordynowane mapowanie ma celu określenie krajowego potencjału i dostępnego obszaru, który jest niezbędny do instalacji elektrowni produkujących energię odnawialną, a także powiązanej infrastruktury. W projektowanym art. 160e ust. 1 ustawy o OZE Projektodawca skupił się na potencjalne odnawialnego źródła energii, co jest pojęciem nieostrym. W naszej ocenie przepisy dyrektywy RED III mają służyć przyspieszeniu rozwoju instalacji produkujących OZE, a mapowanie ma określać potencjał tych instalacji i dogodne dla ich rozwoju obszary, a nie np. potencjał odnawialnego źródła energii jako taki (albo obszary, gdzie może być wykorzystane). I w tym zakresie proponujemy zmodyfikowanie wprowadzenia do wyliczenia. b) W naszej ocenie, stosownie do art. 15b ust. 1 dyrektywy RED III, mapowanie powinno dotyczyć wszystkich źródeł OZE, szczególnie uwzględnionych wprost w KPEiK, którymi Polska zamierza realizować ogólny cel OZE. Państwo nie powinno ograniczać się do energii z wiatru czy ze słońca, co tyczy się także wyznaczania OPRO. Instalacje PV na terenach przekształconych już obecnie powstają bez większych przeszkód. Obszar dotyczący rozwoju lądowych farm wiatrowych jest już znany. Mapowanie będzie natomiast szczególnie potrzebne dla źródeł nowych, takich jak biometan czy wodór, żeby faktycznie określić ich potencjał i przyspieszyć permitting. c) Projektowany przepis stanowi, że mapy potencjału OZE będą publikowane przez ministra właściwego ds. klimatu	Publicznej na stronie podmiotowej obsługującego go urzędu, mapy potencjału instalacji odnawialnego źródła energii i obszaru niezbędnego do powstawania takich instalacji, w podziale na instalacje: 1) wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej ciepła lub chłodu: g) energię wiatru na lądzie, h) energię wiatru na morzu, i) energię promieniowania słonecznego, j) energię geotermalną, k) hydroenergię; l) biogaz lub biogaz rolniczy; oraz 2) wytwarzające: d) biogaz lub biogaz rolniczy, e) biometan, f) wodór odnawialny, wodór odnawialny pochodzenia niebiologicznego lub biowodór.”.	Mapowanie potencjału biogazu/biometanu zostanie podzielone na dwa scenariusze, z których jeden będzie uwzględniać m.in. kryterium dostępu do sieci elektroenergetycznej, a drugi m.in. kryterium dostępu do sieci gazowej, tym samym przedmiotowa uwaga jest adresowana. Jednocześnie w pierwszym etapie mapowania nie zostaną wzięte pod uwagę dodatkowe nośniki energii, takie jak np. wodór. Niemniej ich ujęcie zostanie wzięte pod uwagę przy ewentualnych aktualizacjach map potencjału.

			w BIP w podziale na poszczególne rodzaje OZE, przy czym energia otrzymywana z biogazu, biogazu rolniczego i biometanu została ujęta zbiorczo w punkcie 6. Należy zauważyć, że biometan jest odmiennym od biogazu czy biogazu rolniczego nośnikiem energii. Przede wszystkim stanowi on w pełni odnawialny zamiennik gazu ziemnego, może być też paliwem gazowym przesyłanym systemem gazowym do odbiorców końcowych, a także być wykorzystywany w sektorze transportu. Te trzy cechy odróżniają biometan od biogazu, a jego potencjał powinien uwzględniać lokalne uwarunkowania, takie jak w szczególności: możliwość przyłączenia do sieci gazowych czy dostaw do stacji tankowania (bądź za pomocą sieci gazowych bądź innymi środkami, takimi jak autocysterny). W związku z tym proponujemy opracowywanie map potencjału OZE oddzielnie dla biogazu i biogazu rolniczego a oddzielnie dla biometanu. Ponadto, chcielibyśmy zwrócić na uwagę, że czym innym jest energia otrzymywana z biogazu czy biometanu a czym innym jest sam biogaz lub biometan – one same w sobie stanowią nośniki energii, które mogą być wykorzystywane do procesów przemysłowych czy tankowania pojazdów. Uproszczenie przepisów związanych z wykorzystaniem biometanu jako samoistnego nośnika energii w transporcie (biokomponentu i paliwa) nastąpiło w ustawie z dnia 6 lutego 2025 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach	

			ciekłych oraz niektórych innych ustaw, przekazanej ostatnio do Senatu. Zgodnie z zaleceniami Biomethane Industrial Partnership (czyli platformy współpracy pomiędzy KE a Państwami Członkowskimi i organizacjami branżowymi) mapowanie powinno dotyczyć także obszarów optymalnych dla rozwoju biometanowni. Przy mapowaniu obszarów należy wziąć pod uwagę: - dostęp do bazy surowcowej - dostęp do sieci gazowej - wrażliwość środowiskową zgodnie z dyrektywą EIA Źródło: https://bip-europe.eu/wp-content/uploads/2023/10/BIP_Task-Force-2_Accelerating-biomethane-permitting_Oct2023.pdf Przykładem państwa, w którym ustanawia się plany wyznaczające obszary przyspieszonego rozwoju biometanu jest Holandia, gdzie państwo zawiera porozumienia z gminami co do wyboru lokalizacji i warunków prowadzenia przedsięwzięcia. d) Podobna uwaga tyczy się wodoru, który tak jak biometan stanowi nośnik energii sam w sobie i może być wykorzystywany w wielu procesach przemysłowych i w sektorze transportu do tankowania pojazdów. W formie gazowej może być przesyłany dedykowaną infrastrukturą wodorową lub zatłaczany do istniejącej sieci gazowej. Ze względu na szerokie zastosowanie, jego produkcja, transport, tankowanie i magazynowanie pełnią kluczową rolę w łańcuchu dostaw	

			i wymagają uwzględnienia lokalnych uwarunkowań. Wodór objęty mapami potencjału i OPRO musi obejmować zarówno wodór odnawialny pochodzenia niebiologicznego (RFNBO), jak i biowodór (w rozumieniu art. 3 pkt 3d i 3e ustawy - Prawo energetyczne). W związku z wymienionymi cechami proponujemy opracowywanie oddzielnych map potencjału OZE dla wodoru. Mapy potencjału i obszary przyspieszonego rozwoju powinny również uwzględniać moce OZE dedykowane produkcji wodoru. Ma to szczególne znaczenie, biorąc pod uwagę fakt nałożenia na Polskę ambitnych celów dotyczących zużycia paliw RFNBO w latach 2030 i 2035 tj. celu przemysłowego i transportowego w rozumieniu art. 22a i 25 dyrektywy RED III. Zmiana omawianego przepisu dałaby przedsiębiorcom możliwość przyspieszenia inwestycji, które kontrybuowałyby do ww. celów. Tym bardziej, że zgodnie z art. 15b RED III Państwa Członkowskie mają zapewnić, by zmapowane obszary były współmierne do szacunkowych trajektorii i całkowitej planowanej mocy zainstalowanej technologii energii z OZE określonej w krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu, a konkretne cele dla wodoru zostały wyznaczone właśnie w KPEiK (str. 40 i nast.). Potencjał do rozwoju rynku wodorowego został potwierdzony w przeprowadzonym przez GAZ-SYSTEM badaniu pt. „Wodorowa Mapa Polski”. Jak możemy przeczytać w podsumowaniu: „<i>największa liczba deklarowanych projektów produkcji wodoru zlokalizowana jest w północno-zachodniej części Polski, w województwach lubuskim, zachodnio-pomorskim i pomorskim</i>”. Na tym obszarze	

			zlokalizowany jest również największy wolumen planowanej produkcji wodoru (0,84 mln ton H ₂ w 2040 roku) i prognozowany najbardziej dynamiczny wzrost po 2030 roku w stosunku do pozostałych województw.” ¹		
494.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160f ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Zachodniopomorskiego / RBGPWZ w Szczecinie	Czytając uzasadnienie (str. 47): „Zgodnie z ww. art. 160f wyznaczanie obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii ma być możliwe wyłącznie na terenie, który objęty jest miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego umożliwiającym lokalizowanie danego rodzaju instalacji OZE. Takie rozwiązanie ma zapewnić spójność idei OPRO, która zakłada wyznaczanie takich obszarów tam, gdzie jest to uzasadnione nie tylko względami środowiskowymi, lecz również m.in. kwestiami związanymi z ładem przestrzennym...” należałoby sformułować brzmienie art. 160f jak w zaproponowanej obok treści. Tylko czy rzeczywiście o to chodziło? Przecież w art. 160g ust. 5 pkt 2 lit. a czytamy: „wyznaczając, w pierwszej kolejności, lokalizację instalacji odnawialnego źródła energii na terenach przekształconych, w szczególności na terenach przemysłowych i poprzemysłowych, zabudowanych, zdegradowanych nienadających się do wykorzystania w rolnictwie, sztucznych zbiornikach wodnych oraz obszarach infrastruktury technicznej lub transportowej,” I słusznie, ale jak to się ma do niespójności brzmienia art. 160f z treścią uzasadnienia.	Poniższa propozycja zapisu wynika z treści uzasadnienia, a nie z postulowanej zmiany, co wymaga wyjaśnienia: Art. 160f. Wyznaczanie obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii dla danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii dopuszcza się wyłącznie na terenie położonym w granicach obszarów uwzględnionych na mapach potencjału odnawialnego źródła energii i jednocześnie objętych miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego umożliwiającym lokalizację danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii.	Uwaga wyjaśniona Pierwotnym kryterium dla wyznaczania OPRO na danym terenie jest jego umiejscowienie na obszarze wynikającym z mapowania potencjału OZE oraz czy jest objęty miejscowym planem umożliwiającym lokalizowanie danego rodzaju OZE. Dopiero w dalszej kolejności brane pod uwagę mają być dodatkowe kryteria o których mowa w projektowanych przepisach. Niemniej wskazane wątpliwości interpretacyjne przytaczanych przepisów zostały poddane analizie i odpowiednio dostosowane.

¹ GAZ-SYSTEM publikuje wyniki badania Wodorowa Mapa Polski, <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-mediow/komunikaty-prasowe/2024/grudzien/19-12-2024-gaz-system-publikuje-wyniki-badania-wodorowa-mapa-polski.html>

			Powyższe wymaga doprecyzowania i wyjaśnienia.		
495.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160f ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Pomorskiego	Ostatnie 2-3 lata to okres bardzo dużej presji inwestorów OZE. W wielu gminach uchwalono lub proceduje się MPZP oraz wydaje się liczne DWZ przeznaczające tereny na instalacje OZE m.in. w miejscach, o najwyższych walorach krajobrazowych i przyrodniczych. Tereny te wskazywane są m.in. w projektach audytów krajobrazowych jako tzw. Krajobrazy priorytetowe. Poza tym funkcjonują liczne formy ochrony przyrody, w tym np. Obszary Chronionego Krajobrazu oraz Parki Krajobrazowe, które (poza jednym wyjątkiem wiatraków w PK) nie są ustawowo zabezpieczone przed wielkoobszarowymi farmami fotowoltaicznymi i wiatrakowymi. Obecnie jedyną jednostką, która ma możliwość ograniczenia tego typu inwestycji, w tych najcenniejszych miejscach, jest gmina poprzez zapisy w strategii rozwoju, planie ogólnym lub planie miejscowym. Zagadnienie wielkoobszarowych OZE to jednak kwestia ponadlokalna i winna być w większym stopniu koordynowana przez województwo zaczynając choćby od tak nieznacznych zapisów, jak proponowane uwzględnianie zapisów audytu przy wyznaczaniu OPRO, itp.	Proponuje się uzupełnienie zapisu art. 160f, który jasno wskazywałby, że OPRO wyznacza się poza obszarami objętymi formami ochrony przyrody oraz krajobrazami priorytetowymi wyznaczonymi w audycie krajobrazowym.	Uwaga uwzględniona częściowo Przepisy dotyczące zgodności planów obszarów OZE z granicami krajobrazów priorytetowych wynikającymi z audytu krajobrazowego zostały wprowadzone do projektu. Dodatkowo, zdaniem projektodawcy proponowane przepisy w wystarczający sposób adresują kwestię wyznaczania OPRO poza obszarami objętymi formami ochrony przyrody.
496.	Art. 9 pkt 4 – art. 160f ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Związek Miast Polskich	Proponuje się uzupełnienie zapisu art. 160f, który jasno wskazuje, że OPRO wyznacza się poza obszarami objętymi formami ochrony przyrody oraz krajobrazami priorytetowymi wyznaczonymi w audycie krajobrazowym. Ustawa powinna wprowadzić jednoznaczny zakaz lokalizacji instalacji OZE (wszystkich, nie tylko zw. Z OPRO) na terenach form ochrony przyrody, szczególnie OChK, PK i Natura 2000, a także w wyznaczonych w audycie krajobrazowym krajobrazach	Ostatnie 2-3 lata to okres bardzo dużej presji inwestorów OZE. W wielu gminach uchwalono lub proceduje się MPZP oraz wydaje się liczne DWZ przeznaczające tereny na instalacje OZE m.in. w miejscach, o najwyższych walorach krajobrazowych i przyrodniczych. Tereny te wskazywane są m.in. w projektach audytów krajobrazowych jako tzw. krajobrazy priorytetowe. Poza tym funkcjonują liczne formy ochrony przyrody, w tym np. Obszary	Uwaga uwzględniona częściowo Przepisy dotyczące zgodności planów obszarów OZE z granicami krajobrazów priorytetowych wynikającymi z audytu krajobrazowego zostały wprowadzone do projektu. Dodatkowo, zdaniem projektodawcy proponowane przepisy w wystarczający sposób adresują

			priorytetowych oraz na obszarach ekspozycji najwybitniejszych obiektów dziedzictwa kulturowego. Zapis taki winien znaleźć się w ustawie o OZE oraz w ustawie o planowaniu.	Chronionego Krajobrazu oraz Parki Krajobrazowe, które (poza jednym wyjątkiem wiatraków w PK) nie są ustawowo zabezpieczone przed wielkoobszarowymi farmami fotowoltaicznymi i wiatrakowymi. Obecnie jedyną jednostką, która ma możliwość ograniczenia tego typu inwestycji, w tych najcenniejszych miejscach, jest gmina poprzez zapisy w strategii rozwoju, planie ogólnym lub planie miejscowym. Zagadnienie wielkoobszarowych OZE to jednak kwestia ponadlokalna i winna być w większym stopniu koordynowana przez województwo zaczynając choćby od tak nieznacznych zapisów, jak proponowane uwzględnianie zapisów audytu przy wyznaczaniu OPRO, itp. Powinny to być także kwestie jasno określone w ustawodawstwie nie pozwalając gminom na bezrefleksyjne i bezgraniczne zawłaszczanie najcenniejszych przestrzeni. Przykład: Przedpole, ekspozycja zamku w Malborku. To jedyny obiekt UNESCO w woj. pomorskim. Może on wkrótce stracić ten status ze względu na dewastację krajobrazu na jego przedpolu. Nie istnieją żadne narzędzia, które mogłyby zahamować ten proces. Górę biorą interesy pojedynczych właścicieli gruntów oraz chęć gmin do pozyskiwania „łatwych” środków finansowych płynących z opodatkowania takich inwestycji. Zrównoważony rozwój to taki, który poświęca pewne elementy przestrzeni zapewniając rozwój, jednocześnie dbając proporcjonalnie o większą ochronę innych części tej przestrzeni, tak, aby nie	kwestię wyznaczania OPRO poza obszarami objętymi formami ochrony przyrody.

				utracić wszystkich swoich walorów. Obecna sytuacja w zakresie OZE nie ma nic wspólnego ze zrównoważonym rozwojem, a zapisy zmiany ustawy w kontekście OPRO tylko ten stan potwierdzają.	
497.	Art. 9 pkt 4 – art. 160f ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Instytut Rozwoju Terytorialnego za pośrednictwem Biura Związku Województw RP	OPRO powinny być ściśle powiązane z ustaleniami i zasadami zagospodarowania przestrzennego wynikającymi z regionalnych aktów planowania przestrzennego oraz dokumentów strategicznych województwa. W celu zachowania hierarchii aktów planowania przestrzennego, OPRO powinny stanowić wytyczne regionalne dla rozwoju OZE na poziomie lokalnym, w związku z powyższym istnieje konieczność powiązania legislacyjnego istniejących procedur planistycznych na wszystkich poziomach (od krajowego – mapy potencjału, regionalnego – OPRO, lokalnego – POG i MPZP). W proponowanych zapisach należy uwzględnić m.in. postępowanie uproszczone o którym mowa w art. 27b. 1. uopizp.	Art. 9 pkt 4 – art. 160f	Uwaga wyjaśniona Przepisy ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym nie wskazują (oprócz planu ogólnego – art. 20) z jakimi dokumentami, politykami, formami prawnymi, itd. ma być zgodny miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego. W przypadku uwzględniania uwagi odnośnie zgodności planu ogólnego z planem obszarów OZE, zapewniona zostanie jednocześnie zgodność miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego z planem obszarów OZE.
498.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160f ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polski Komitet Energii Elektrycznej	1. W dodawanym art. 160f w ustawie oze wskazano, że „ dopuszcza się wyznaczanie obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii dla tego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii” na terenach objętych mapą potencjału, które są objęte miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego. Tymczasem w uzasadnieniu w tym zakresie wskazano, że "Zgodnie z ww. art. 160f wyznaczanie obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii ma być możliwe wyłącznie na terenie , który objęty jest mpzp umożliwiającym lokalizowanie danego rodzaju instalacji OZE."		Uwaga wyjaśniona Pierwotnym kryterium dla wyznaczania OPRO na danym terenie jest jego umiejscowienie na obszarze wynikającym z mapowania potencjału OZE oraz czy jest objęty miejscowym planem umożliwiającym lokalizowanie danego rodzaju OZE. W dalszej kolejności natomiast brane pod uwagę mają być dodatkowe kryteria o których mowa w projektowanych przepisach. Niemniej wskazane wątpliwości interpretacyjne przytaczanych

			- ujednolicenia w tym zakresie wymagają przepisy i uzasadnienie, tak by były ze sobą zgodne. 2. Ponadto należy przypomnieć, że dyrektywa (UE) 2023/2413 wprowadza regulacje w zakresie mapowania i obszarów przyspieszonego rozwoju, by wspierać szybszą realizację projektów dotyczących energii odnawialnej, co ma na celu osiągnięcie ogólnego celu dotyczącego energii odnawialnej na 2030 r. oraz wsparcie osiągnięcia celu neutralności klimatycznej najpóźniej do 2050 r. (motyw 25 dyrektywy). W związku z tym wydaje się, że koncepcja regulacji w tym zakresie powinna zakładać objęcia mapą potencjału już istniejących obszarów wyznaczonych na podstawie mpzp do lokalizacji inwestycji oze, ale również zidentyfikowania i wyznaczenia zupełnie nowych obszarów do lokalizowania takich inwestycji, co przyczyniłoby się do osiągnięcia unijnych celów, o których mowa powyżej. Zgodnie z dyrektywą: „W tym celu państwa członkowskie mogą wykorzystywać swoje istniejące dokumenty lub plany planowania przestrzennego, w tym plany zagospodarowania przestrzennego obszarów morskich.”. Wykorzystanie istniejących dokumentów lub planów planowania przestrzennego, o których mowa powyżej, powinno mieć na celu nieuwzględnienie na mapie potencjału obszarów, na których lokalizowanie takich obszarów jest niedozwolone. Obszary te zostały wskazane wprost w art. 15c ust. 1 lit. a pkt ii. dyrektywy. Analizując przepisy dyrektywy wydaje się, że kolejność działania powinna być następująca: 1. Mapowanie.		przepisów zostały poddane analizie i odpowiednio dostosowane.

			2. Wyznaczenie obszarów przyspieszonego rozwoju (na podstawie mapowania). 3. Uwzględnienie tych obszarów w mpzp/planie zagospodarowania przestrzennego obszarów morskich, dzięki czemu na ich terenie (nowych obszarach) będą mogły być lokalizowane inwestycje oze na lądzie oraz morzu.		
499.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160f ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Stowarzyszenie Energii Odnawialnej	Ustalenie, że wyznaczanie OPRO jest dopuszczone na terenach dla których opracowano mapy potencjału OZE, które objęte są MPZP z możliwością lokalizowania inwestycji OZE jest przeciwnie. Tereny typowe dla OZE w przeważającej większości nie mają opracowanych MPZP, więc doprowadzi to do znacznego ograniczenia terenów na których można wyznaczyć OPRO. Należy podkreślić, że problem niskiego pokrycia planami miejscowymi jest szczególnie charakterystyczny dla małych gmin, położonych na obszarach peryferyjnych względem dużych miast. Jednocześnie, obszary te są najatrakcyjniejsze z punktu widzenia dużych inwestycji OZE, ponieważ zapewniają dostatek stosunkowo dużych terenów, oddalonych od zabudowy. Na ogół takie tereny nie są pokryte planami z powodów ekonomicznych (gminy nie mają na to środków), co sprawia że obszary te będą na masową skalę pomijane przy wyznaczaniu OPRO. Dodatkowo takie powiązanie z obowiązującymi MPZP nie zapewnia wdrożenia OPRO w sposób spójny z trwającymi zmianami w zakresie planowania przestrzennego i faktem, że obecnie w gminach opracowywane są plany ogólne. Wydaje się zasadne, by OPRO miały status zbliżony np. do planu zagospodarowania		Uwaga wyjaśniona Projektowane rozwiązania stanowią jedynie pierwszy etap wdrażania OPRO w Polsce. Oznacza to, że na dalszych etapach rozwoju OPRO nie wyklucza się uwzględnienia możliwości wyznaczania takich obszarów na terenach innych, niż tylko te objęte właściwym MPZP. Warto jednak zauważyć, że rozmieszczenie inwestycji OZE nie powinno mieć miejsca na podstawie dokumentów, które nie są należycie skonsultowane społecznie, zaś miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego stanowi gwarancję ładu przestrzennego w gminie. Obecna aksjologia ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym wskazuje jako stan pożądany posiadanie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego przez gminę. Projektowane przepisy mogą zatem wręcz przyczynić się do szybszego uchwalania miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego w gminach. W przypadku wyznaczania terenów pod OPRO oparcie się o obowiązujące MPZP jest obecnie jedynym możliwym kierunkiem. Z samej idei OPRO wynika

		województwa, by ich ustalenia były implementowane do dokumentów sporządzanych lokalnie, a więc do planów ogólnych gmin oraz planów miejscowych. Tylko wówczas możliwe będzie realne i efektywne wdrożenie stref przyspieszonego rozwoju OZE. Wówczas możliwe byłoby np. opracowanie przepisów, które by przewidywały szereg ułatwień w lokalizacji inwestycji OZE już od etapu procedury planistycznej, np. odgórne ustalenie pewnych zasad związanych z ochroną środowiska (jak to zaproponowano w przedmiotowym projekcie), czy zniesienie obowiązku uzyskania zgody na przeznaczenie gruntów rolnych na cele nierolnicze – na wzór przepisów funkcjonujących w granicach administracyjnych miast. Uzależnienie natomiast możliwości wyznaczenia OPRO od faktu obowiązywania na danym terenie MPZP nie przyniesie zauważalnej wartości dodanej. Najbardziej prawdopodobne jest, że inwestor mający już możliwość realizacji inwestycji na podstawie uchwalonego MPZP nie zdecyduje się czekać aż samorząd województwa utworzy OPRO, a niezwłocznie przystąpi do realizacji inwestycji na takich zasadach jakie wynikają z planu miejscowego, choćby z uwagi na niepewność ile czasu musiałby oczekiwać na OPRO i czy OPRO w ogóle zostanie utworzone. Jest to istotne głównie dlatego, że właśnie skrócenie czasu inwestycji jest głównym celem przedmiotowej reformy, a skoro tak, to wydaje się być zasadne, by rozwiązania przewidywane w ustawie przede wszystkim przewidywały specjalne regulacje odnoszące się do planów ogólnych oraz	bowiem, że dedykowane im tereny muszą być gotowe do ich zaimplementowania, zaś biorąc pod uwagę kluczowy w tym przypadku aspekt planistyczny, warunek ten spełniają tylko te posiadające MPZP. Tym samym OPRO nie powinny być wyznaczane w sposób inny niż oparty na obowiązującym prawie miejscowym, tj. w oparciu o decyzje o warunkach zabudowy, których użyteczność będzie ponadto ograniczana czasowo, ustępując docelowo miejsca planom miejscowym, które będą z kolei obligatoryjne po całościowym wejściu w życie reformy planowania przestrzennego, planowanym na połowę 2026 r. Jednocześnie należy wskazać, że projektodawca wprowadził dodatkowe przepisy w zakresie ułatwień proceduralnych, które będą określać m.in. zwolnienie z konieczności uzyskania oceny oddziaływania na środowisko. Plany OPRO będą podlegać strategicznej ocenie oddziaływania na środowisko, dzięki czemu poszczególne instalacje lokalizowane w ramach OPRO nie będą podlegać procedurze środowiskowej, chyba że w ramach kontroli danego przedsięwzięcia organ środowiskowy orzeknie inaczej.

			procedur sporządzania i uchwalania planów miejscowych, a także do zagadnień środowiskowych, gdyż to te kwestie mogą być realną barierą rozwojową dla OZE.		
500.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160f ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	PSEW	Zgodnie z art. 160f wyznaczanie obszarów przyspieszonego rozwoju OZE ma być możliwe wyłącznie na terenie, który objęty jest miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego umożliwiającym lokalizowanie danego rodzaju instalacji OZE. Rozumiejąc potrzebę zapewnienia ładu przestrzennego, jaka przyświecała Projektodawcy, należy jednak wskazać, że <u>takie rozwiązanie może okazać się w praktyce zbyt rygorystyczne</u> jeśli chodzi o ideę przyspieszania rozwoju instalacji OZE. Należy mieć na względzie, że: a) obszary zmapowane nie będą dotyczyły tylko terenów, na których obowiązują miejscowe plany, a OPRO miałyby być wyznaczane w ramach obszarów zmapowanych, ale tylko takich, które objęte są miejscowym planem, a dodatkowo ten plan musiałby przewidywać teren pod dane rodzaj OZE, co znacznie zawęzi możliwości samorządów województw; b) tereny na których mogą powstawać instalacje OZE (ze względu np. na dostęp do substratów w przypadku biogazowni) nie zawsze posiadają miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego, co znacznie zawęzi możliwość wyznaczania OPRO dla tego typu OZE; Dyrektywa RED III w art. 15b, który dotyczy mapowania wskazuje, że „państwa członkowskie mogą wykorzystywać swoje istniejące dokumenty lub plany planowania	Postulujemy, by Projektodawca zweryfikował zasadność i celowość rozwiązania przyjętego w art. 160f, mając na uwadze fakt, iż instalacjom OZE przysługuje przymiot nadrzędnego interesu publicznego, a ich realizacja przyczynia się do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa (szczególnie źródeł rozproszonych). W naszej ocenie istnieje ryzyko, że wymóg ten okaże się zbyt rygorystyczny i wydłuży lub uniemożliwi powstawanie OPRO. Niezależnie od przyjętego rozwiązania jego skutki powinny być opisane w OSR. Proponujemy wykreślenie frazy: <i>„który objęty jest miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego umożliwiającym lokalizację danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii,”</i>	Uwaga wyjaśniona Projektowane rozwiązania stanowią jedynie pierwszy etap wdrażania OPRO w Polsce. Oznacza to, że na dalszych etapach rozwoju OPRO nie wyklucza się uwzględnienia możliwości wyznaczania takich obszarów na terenach innych, niż tylko te objęte właściwym MPZP. Warto jednak zauważyć, że rozmieszczenie inwestycji OZE nie powinno mieć miejsca na podstawie dokumentów, które nie są należycie skonsultowane społecznie, zaś miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego stanowi gwarancję ładu przestrzennego w gminie. Obecna aksjologia ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym wskazuje jako stan pożądany posiadanie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego przez gminę. Projektowane przepisy mogą zatem wręcz przyczynić się do szybszego uchwalania miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego w gminach. W przypadku wyznaczania terenów pod OPRO oparcie się o obowiązujące MPZP jest obecnie jedynym możliwym kierunkiem. Z samej idei OPRO wynika bowiem, że dedykowane im tereny muszą być gotowe do ich zaimplementowania, zaś biorąc pod uwagę kluczowy w tym przypadku

			przestrzennego (...) lub opierać się na nich". Jakkolwiek dokumenty planistyczne mogą więc (a nie muszą) stanowić przydatne narzędzie w procesie mapowania (a nie samego przyjmowania planów), to jednak trudno przesądzić, czy rygorystyczne opieranie się na zapisach miejscowych planów przyniesie więcej strat czy korzyści. Postanowienia planów miejscowych potrafią być bardzo przy tym bardzo niejednoznaczne np. jeśli chodzi o rozwój instalacji biogazowych lub biometanowych. Tymczasem instalacje OZE, zgodnie z prawem krajowym i prawem UE posiadają już z mocy prawa przymiot nadrzędnego interesu publicznego i powinny być realizowane ze względu na bezpieczeństwo energetyczne państwa. Inwestor, który będzie zobowiązany do pokrywania – zgodnie z art. 160k – części kosztów sporządzenia planów obszarów OZE musiałby w praktyce starać się wcześniej o zmianę planów miejscowych, co też generuje koszty i jest czasochłonne.		aspekt planistyczny, warunek ten spełniają tylko te posiadające MPZP. Tym samym OPRO nie powinny być wyznaczane w sposób inny niż oparty na obowiązującym prawie miejscowym, tj. w oparciu o decyzje o warunkach zabudowy, których użyteczność będzie ponadto ograniczana czasowo, ustępując docelowo miejsca planom miejscowym, które będą z kolei obligatoryjne po całościowym wejściu w życie reformy planowania przestrzennego, planowanym na połowę 2026 r. W kontekście odniesienia do nadrzędnego interesu publicznego dla inwestycji OZE należy wskazać, że obecnie obowiązujące przepisy ustawy OZE (art. 3b) wskazują jakie działania uznawane są za realizację nadrzędnego interesu publicznego. Należą do nich działania polegające na budowie lub modernizacji: 1) instalacji odnawialnego źródła energii, 2) urządzeń i instalacji w rozumieniu art. 3 odpowiednio pkt 9 i 10 ustawy - Prawo energetyczne, niezbędnych do przyłączenia do sieci danej instalacji odnawialnego źródła energii. Nadanie inwestycji statusu inwestycji służącej realizacji nadrzędnego interesu publicznego wprowadza m.in. możliwość zastosowania wyłączeń od ogólnych reguł określonych w ustawie z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody. Plany obszarów OZE nie zaliczają się do konkretnych inwestycji w instalacje

					OZE, które już korzystają z ułatwień w realizacji dzięki posiadaniu takiego statusu. Zgodnie z art. 15c ust. 1 lit. a (ii) dyrektywy RED III, obszary przyspieszonego rozwoju OZE nie mogą być lokalizowane m.in. na obszarach Natura 2000 oraz obszarach wskazanych w ramach krajowych systemów ochrony przyrody i różnorodności biologicznej, głównych szlakach migracyjnych ptaków i ssaków morskich. Przykładowo art. 34 ust. 1 ustawy o ochronie przyrody dopuszcza, jeżeli przemawiają za tym konieczne wymogi nadrzędnego interesu publicznego i wobec braku rozwiązań alternatywnych, realizację inwestycji mogących znacząco negatywnie oddziaływać na cele ochrony obszaru Natura 2000. W związku z powyższym, nadanie planom OPRO (a nie konkretnym inwestycjom) statusu inwestycji służącej realizacji nadrzędnego interesu publicznego byłoby sprzeczne z przepisami dyrektywy RED III. Należy zauważyć, że przytoczony w uwadze art. 16f dyrektywy RED III stanowi o nadaniu statusu inwestycji służącej realizacji nadrzędnego interesu publicznego konkretnym inwestycjom w instalacje OZE, a nie planom obszarów OZE (planowanie, budowa i eksploatacja elektrowni wytwarzających energię odnawialną, podłączenie tych elektrowni do sieci, powiązana sieć i magazyny energii). Planowanie, o którym wspomniano w tym przepisie nie odsyła do planów obszarów OZE, a do planowania konkretnej instalacji OZE (w ramach procedury wydawania zezwoleń).

501.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160f ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	GK ORLEN	Zgodnie z art. 160f wyznaczanie obszarów przyspieszonego rozwoju OZE ma być możliwe wyłącznie na terenie, który objęty jest miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego umożliwiającym lokalizowanie danego rodzaju instalacji OZE. Rozumiejąc potrzebę zapewnienia ładu przestrzennego, jaka przyświecała Projektodawcy, należy jednak wskazać, że takie rozwiązanie może okazać się w praktyce zbyt rygorystyczne jeśli chodzi o ideę przyspieszania rozwoju instalacji OZE. Należy mieć na względzie, że: c) obszary zmapowane nie będą dotyczyły tylko terenów, na których obowiązują miejscowe plany, a OPRO miałyby być wyznaczane w ramach obszarów zmapowanych, ale tylko takich, które objęte są miejscowym planem, a dodatkowo ten plan musiałby przewidywać teren pod dane rodzaj OZE, co znacznie zawęzi możliwości samorządów województw; d) tereny na których mogą powstawać instalacje OZE (ze względu np. na dostęp do substratów w przypadku biogazowni) nie zawsze posiadają miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego, co znacznie zawęzi możliwość wyznaczania OPRO dla tego typu OZE; Dyrektywa RED III w art. 15b, który dotyczy mapowania wskazuje, że „państwa członkowskie mogą wykorzystywać swoje istniejące dokumenty lub plany planowania przestrzennego (...) lub opierać się na nich”. Jakkolwiek dokumenty planistyczne mogą więc (a nie muszą) stanowić przydatne narzędzie w procesie mapowania (a nie samego przyjmowania planów), to jednak trudno przesądzić, czy rygorystyczne	Postulujemy, by Projektodawca zweryfikował zasadność i celowość rozwiązania przyjętego w art. 160f, mając na uwadze fakt, iż instalacjom OZE przysługuje przymiot nadrzędnego interesu publicznego, a ich realizacja przyczynia się do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa (szczególnie źródeł rozproszonych). W naszej ocenie istnieje ryzyko, że wymóg ten okaże się zbyt rygorystyczny i wydłuży lub uniemożliwi powstawanie OPRO. Niezależnie od przyjętego rozwiązania jego skutki powinny być opisane w OSR.	Uwaga wyjaśniona Projektowane rozwiązania stanowią jedynie pierwszy etap wdrażania OPRO w Polsce. Oznacza to, że na dalszych etapach rozwoju OPRO nie wyklucza się uwzględnienia możliwości wyznaczania takich obszarów na terenach innych, niż tylko te objęte właściwym MPZP. Warto jednak zauważyć, że rozmieszczenie inwestycji OZE nie powinno mieć miejsca na podstawie dokumentów, które nie są należycie skonsultowane społecznie, zaś miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego stanowi gwarancję ładu przestrzennego w gminie. Obecna aksjologia ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym wskazuje jako stan pożądany posiadanie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego przez gminę. Projektowane przepisy mogą zatem wręcz przyczynić się do szybszego uchwalania miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego w gminach. W przypadku wyznaczania terenów pod OPRO oparcie się o obowiązujące MPZP jest obecnie jedynym możliwym kierunkiem. Z samej idei OPRO wynika bowiem, że dedykowane im tereny muszą być gotowe do ich zaimplementowania, zaś biorąc pod uwagę kluczowy w tym przypadku aspekt planistyczny, warunek ten spełniają tylko te posiadające MPZP. Tym samym OPRO nie powinny być wyznaczane w sposób inny niż oparty

			opieranie się na zapisach miejscowych planów przyniesie więcej strat czy korzyści. Postanowienia planów miejscowych potrafią być bardzo przy tym bardzo niejednoznaczne np. jeśli chodzi o rozwój instalacji biogazowych lub biometanowych. Tymczasem instalacje OZE, zgodnie z prawem krajowym i prawem UE posiadają już z mocy prawa przymiot nadrzędnego interesu publicznego i powinny być realizowane ze względu na bezpieczeństwo energetyczne państwa. Inwestor, który będzie zobowiązany do pokrywania – zgodnie z art. 160k – części kosztów sporządzenia planów obszarów OZE musiałby w praktyce starać się wcześniej o zmianę planów miejscowych, co też generuje koszty i jest czasochłonne.		na obowiązującym prawie miejscowym, tj. w oparciu o decyzje o warunkach zabudowy, których użyteczność będzie ponadto ograniczana czasowo, ustępując docelowo miejsca planom miejscowym, które będą z kolei obligatoryjne po całościowym wejściu w życie reformy planowania przestrzennego, planowanym na połowę 2026 r. W kontekście odniesienia do nadrzędnego interesu publicznego dla inwestycji OZE należy wskazać, że obecnie obowiązujące przepisy ustawy OZE (art. 3b) wskazują jakie działania uznawane są za realizację nadrzędnego interesu publicznego. Należą do nich działania polegające na budowie lub modernizacji: 1) instalacji odnawialnego źródła energii, 2) urządzeń i instalacji w rozumieniu art. 3 odpowiednio pkt 9 i 10 ustawy - Prawo energetyczne, niezbędnych do przyłączenia do sieci danej instalacji odnawialnego źródła energii. Nadanie inwestycji statusu inwestycji służącej realizacji nadrzędnego interesu publicznego wprowadza m.in. możliwość zastosowania wyłączeń od ogólnych reguł określonych w ustawie z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody. Plany obszarów OZE nie zaliczają się do konkretnych inwestycji w instalacje OZE, które już korzystają z ułatwień w realizacji dzięki posiadaniu takiego statusu. Zgodnie z art. 15c ust. 1 lit. a (ii) dyrektywy RED III, obszary przyspieszonego rozwoju OZE nie mogą być lokalizowane m.in. na

					obszarach Natura 2000 oraz obszarach wskazanych w ramach krajowych systemów ochrony przyrody i różnorodności biologicznej, głównych szlakach migracyjnych ptaków i ssaków morskich. Przykładowo art. 34 ust. 1 ustawy o ochronie przyrody dopuszcza, jeżeli przemawiają za tym konieczne wymogi nadrzędnego interesu publicznego i wobec braku rozwiązań alternatywnych, realizację inwestycji mogących znacząco negatywnie oddziaływać na cele ochrony obszaru Natura 2000. W związku z powyższym, nadanie planom OPRO (a nie konkretnym inwestycjom) statusu inwestycji służącej realizacji nadrzędnego interesu publicznego byłoby sprzeczne z przepisami dyrektywy RED III. Należy zauważyć, że przytoczony w uwadze art. 16f dyrektywy RED III stanowi o nadaniu statusu inwestycji służącej realizacji nadrzędnego interesu publicznego konkretnym inwestycjom w instalacje OZE, a nie planom obszarów OZE (planowanie, budowa i eksploatacja elektrowni wytwarzających energię odnawialną, podłączenie tych elektrowni do sieci, powiązana sieć i magazyny energii). Planowanie, o którym wspomniano w tym przepisie nie odsyła do planów obszarów OZE, a do planowania konkretnej instalacji OZE (w ramach procedury wydawania zezwoleń).
502.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160f ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	TAURON Polska Energia S.A.	Wyjaśnienia wymaga czy wyznaczenie obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii (art. 160f) jest tożsame z przyjęciem planu obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawianego źródła energii (art. 160g)?		Uwaga wyjaśniona Uchwalenie planu obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawianego źródła energii jest

					jednoznaczne z wyznaczeniem takiego obszaru.
503.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160f ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polska Przemysłu Chemicznego	Izba	Zgodnie z art. 160f wyznaczanie obszarów przyspieszonego rozwoju OZE ma być możliwe wyłącznie na terenie, który objęty jest miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego umożliwiającym lokalizowanie danego rodzaju instalacji OZE. Rozumiejąc potrzebę zapewnienia ładu przestrzennego, jaka przyświecała Projektodawcy, należy jednak wskazać, że takie rozwiązanie może okazać się w praktyce zbyt rygorystyczne jeśli chodzi o ideę przyspieszenia rozwoju instalacji OZE. Należy mieć na względzie, że: a) obszary zmapowane nie będą dotyczyły tylko terenów, na których obowiązują miejscowe plany, a OPRO miałyby być wyznaczane w ramach obszarów zmapowanych, ale tylko takich, które objęte są miejscowym planem, a dodatkowo ten plan musiałby przewidywać teren pod dane rodzaj OZE, co znacznie zawęzi możliwości samorządów województw; b) tereny na których mogą powstawać instalacje OZE (ze względu np. na dostęp do substratów w przypadku biogazowni) nie zawsze posiadają miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego, co znacznie zawęzi możliwość wyznaczania OPRO dla tego typu OZE; Dyrektywa RED III w art. 15b, który dotyczy mapowania wskazuje, że „państwa członkowskie mogą wykorzystywać swoje istniejące dokumenty lub plany planowania przestrzennego (...) lub opierać się na nich”.	PIPC postuluje, by Projektodawca zweryfikował zasadność i celowość rozwiązania przyjętego w art. 160f, mając na uwadze fakt, iż instalacjom OZE przysługuje przymiot nadrzędnego interesu publicznego, a ich realizacja przyczynia się do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa (szczególnie źródeł rozproszonych). W naszej ocenie istnieje ryzyko, że wymóg ten okaże się zbyt rygorystyczny i wydłuży lub uniemożliwi powstawanie OPRO. Niezależnie od przyjętego rozwiązania jego skutki powinny być opisane w OSR. Uwaga wyjaśniona Projektowane rozwiązania stanowią jedynie pierwszy etap wdrażania OPRO w Polsce. Oznacza to, że na dalszych etapach rozwoju OPRO nie wyklucza się uwzględnienia możliwości wyznaczania takich obszarów na terenach innych, niż tylko te objęte właściwym MPZP. Warto jednak zauważyć, że rozmieszczenie inwestycji OZE nie powinno mieć miejsca na podstawie dokumentów, które nie są należycie skonsultowane społecznie, zaś miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego stanowi gwarancję ładu przestrzennego w gminie. Obecna aksjologia ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym wskazuje jako stan pożądany posiadanie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego przez gminę. Projektowane przepisy mogą zatem wręcz przyczynić się do szybszego uchwalania miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego w gminach. W przypadku wyznaczania terenów pod OPRO oparcie się o obowiązujące MPZP jest obecnie jedynym możliwym kierunkiem. Z samej idei OPRO wynika bowiem, że dedykowane im tereny muszą być gotowe do ich zaimplementowania, zaś biorąc pod uwagę kluczowy w tym przypadku aspekt planistyczny, warunek ten spełniają tylko te posiadające MPZP.

			Jakkolwiek dokumenty planistyczne mogą więc (a nie muszą) stanowić przydatne narzędzie w procesie mapowania (a nie samego przyjmowania planów), to jednak trudno przesądzić, czy rygorystyczne opieranie się na zapisach miejscowych planów przyniesie więcej strat czy korzyści. Postanowienia planów miejscowych potrafią być przy tym bardzo niejednoznaczne np. jeśli chodzi o rozwój instalacji biogazowych lub biometanowych. Tymczasem instalacje OZE, zgodnie z prawem krajowym i prawem UE posiadają już z mocy prawa przymiot nadrzędnego interesu publicznego i powinny być realizowane ze względu na bezpieczeństwo energetyczne państwa. Inwestor, który będzie zobowiązany do pokrywania – zgodnie z art. 160k – części kosztów sporządzenia planów obszarów OZE musiałby w praktyce starać się wcześniej o zmianę planów miejscowych, co też generuje koszty i jest czasochłonne.		Tym samym OPRO nie powinny być wyznaczane w sposób inny niż oparty na obowiązującym prawie miejscowym, tj. w oparciu o decyzje o warunkach zabudowy, których użyteczność będzie ponadto ograniczana czasowo, ustępując docelowo miejsca planom miejscowym, które będą z kolei obligatoryjne po całościowym wejściu w życie reformy planowania przestrzennego, planowanym na połowę 2026 r. W kontekście odniesienia do nadrzędnego interesu publicznego dla inwestycji OZE należy wskazać, że obecnie obowiązujące przepisy ustawy OZE (art. 3b) wskazują jakie działania uznawane są za realizację nadrzędnego interesu publicznego. Należą do nich działania polegające na budowie lub modernizacji: 1) instalacji odnawialnego źródła energii, 2) urządzeń i instalacji w rozumieniu art. 3 odpowiednio pkt 9 i 10 ustawy - Prawo energetyczne, niezbędnych do przyłączenia do sieci danej instalacji odnawialnego źródła energii. Nadanie inwestycji statusu inwestycji służącej realizacji nadrzędnego interesu publicznego wprowadza m.in. możliwość zastosowania wyłączeń od ogólnych reguł określonych w ustawie z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody. Plany obszarów OZE nie zaliczają się do konkretnych inwestycji w instalacje OZE, które już korzystają z ułatwień w realizacji dzięki posiadaniu takiego statusu. Zgodnie z art. 15c ust. 1 lit. a (ii) dyrektywy RED III, obszary

					przyspieszonego rozwoju OZE nie mogą być lokalizowane m.in. na obszarach Natura 2000 oraz obszarach wskazanych w ramach krajowych systemów ochrony przyrody i różnorodności biologicznej, głównych szlakach migracyjnych ptaków i ssaków morskich. Przykładowo art. 34 ust. 1 ustawy o ochronie przyrody dopuszcza, jeżeli przemawiają za tym konieczne wymogi nadrzędnego interesu publicznego i wobec braku rozwiązań alternatywnych, realizację inwestycji mogących znacząco negatywnie oddziaływać na cele ochrony obszaru Natura 2000. W związku z powyższym, nadanie planom OPRO (a nie konkretnym inwestycjom) statusu inwestycji służącej realizacji nadrzędnego interesu publicznego byłoby sprzeczne z przepisami dyrektywy RED III. Należy zauważyć, że przytoczony w uwadze art. 16f dyrektywy RED III stanowi o nadaniu statusu inwestycji służącej realizacji nadrzędnego interesu publicznego konkretnym inwestycjom w instalacje OZE, a nie planom obszarów OZE (planowanie, budowa i eksploatacja elektrowni wytwarzających energię odnawialną, podłączenie tych elektrowni do sieci, powiązana sieć i magazyny energii). Planowanie, o którym wspomniano w tym przepisie nie odsyła do planów obszarów OZE, a do planowania konkretnej instalacji OZE (w ramach procedury wydawania zezwoleń).
504.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160f ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o	PGE S.A.	1. W dodawanym art. 160f w ustawie oze wskazano, że „ dopuszcza się wyznaczanie obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii dla tego rodzaju		Uwaga wyjaśniona Pierwotnym kryterium dla wyznaczania OPRO na danym terenie

	odnawialnych źródłach energii		<i>instalacji odnawialnego źródła energii</i>" na terenach objętych mapą potencjału, które są objęte miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego. Tymczasem w uzasadnieniu w tym zakresie wskazano, że "Zgodnie z ww. art. 160f wyznaczanie obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii ma być możliwe wyłącznie na terenie, który objęty jest mpzp umożliwiającym lokalizowanie danego rodzaju instalacji OZE." - ujednolicenia w tym zakresie wymagają przepisy i uzasadnienie, tak by były ze sobą zgodne. 2. Ponadto należy przypomnieć, że dyrektywa (UE) 2023/2413 wprowadza regulacje w zakresie mapowania i obszarów przyspieszonego rozwoju, by wspierać szybszą realizację projektów dotyczących energii odnawialnej, co ma na celu osiągnięcie ogólnego celu dotyczącego energii odnawialnej na 2030 r. oraz wsparcie osiągnięcia celu neutralności klimatycznej najpóźniej do 2050 r. (motyw 25 dyrektywy). W związku z tym wydaje się, że koncepcja regulacji w tym zakresie powinna zakładać objęcia mapą potencjału już istniejących obszarów wyznaczonych na podstawie mpzp do lokalizacji inwestycji oze, ale również zidentyfikowania i wyznaczenia zupełnie nowych obszarów do lokalizowania takich inwestycji, co przyczyniłoby się do osiągnięcia unijnych celów, o których mowa powyżej. Zgodnie z dyrektywą: „W tym celu państwa członkowskie mogą wykorzystywać swoje istniejące dokumenty lub plany planowania przestrzennego, w tym plany zagospodarowania przestrzennego obszarów morskich.”. Wykorzystanie istniejących dokumentów lub planów planowania		jest jego umiejscowienie na obszarze wynikającym z mapowania potencjału OZE oraz czy jest objęty miejscowym planem umożliwiającym lokalizowanie danego rodzaju OZE. W dalszej kolejności natomiast brane pod uwagę mają być dodatkowe kryteria o których mowa w projektowanych przepisach. Niemniej wskazane wątpliwości interpretacyjne przytaczanych przepisów zostały poddane analizie i odpowiednio dostosowane.

			przestrzennego, o których mowa powyżej, powinno mieć na celu nieuwzględnienie na mapie potencjału obszarów, na których lokalizowanie takich obszarów jest niedozwolone. Obszary te zostały wskazane wprost w art. 15c ust. 1 lit. a ppkt ii. dyrektywy. Analizując przepisy dyrektywy wydaje się, że kolejność działania powinna być następująca: 1. Mapowanie. 2. Wyznaczenie obszarów przyspieszonego rozwoju (na podstawie mapowania). 3. Uwzględnienie tych obszarów w mpzp/planie zagospodarowania przestrzennego obszarów morskich, dzięki czemu na ich terenie (nowych obszarach) będą mogły być lokalizowane inwestycje oze na lądzie oraz morzu.		
505.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160f ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Fundacja na rzecz Ekorozwoju	Na wstępie pragniemy zauważyć, że wyznaczanie obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnych źródeł energii zostało ograniczone w proponowanym art. 160f ustawy o odnawialnych źródłach energii tylko do terenów położonych w granicach obszarów uwzględnionych na mapach potencjału odnawialnego źródła energii, które objęte są miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego umożliwiającym lokalizację danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii. Należy zwrócić uwagę, iż oznacza to, że obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnych źródeł energii będą mogły być wyznaczane tylko na terenach, które przeszły procedurę strategicznej oceny oddziaływania na środowisko w ramach przygotowywania miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, gdyż taka procedura jest przy tworzeniu MPZP wymagana. W związku z tym w ramach proponowanego procesu przygotowania planów obszarów		Uwaga nieuwzględniona Propozycja, aby każdy nowy obszar zawarty w uchwalonym przez gminę MPZP umożliwiającym lokalizację danego rozwoju instalacji OZE i zawierającym tereny położone w granicach obszarów uwzględnionych na mapach potencjału OZE był automatycznie włączany do planu obszarów OZE bez konieczności podejmowania osobnej uchwały przez organy województwa w zakresie zmiany planu obszarów OZE, godzi w zasady ustrojowe państwa. Proponowane rozwiązanie sprowadzałoby się do automatycznego przyjmowania rozwiązań zawartych w uchwale gminy do uchwały sejmiku województwa, naruszając w ten sposób kompetencje samorządu województwa oraz konstytucyjną zasadę wyrażoną w art. 165 ust. 2 Konstytucji RP, zgodnie z

		OZE, strategiczna ocena oddziaływania na środowisko będzie dla tych terenów przeprowadzana powtórnie. Powstaje zatem wątpliwość czy proponowane przepisy spełniają kryteria efektywności działania administracji publicznej. W tym kontekście proponujemy, aby po uchwaleniu przez organy województwa pierwszego planu obszarów OZE do 21 lutego 2026 roku, każdy nowy obszar zawarty w uchwalonym przez gminę miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego umożliwiającym lokalizację danego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii i zawierającym tereny położone w granicach obszarów uwzględnionych na mapach potencjału odnawialnego źródła energii był automatycznie włączany do planu obszarów OZE bez konieczności podejmowania osobnej uchwały przez organy województwa w zakresie zmiany planu obszarów OZE. Być może takie rozwiązanie wymaga nieznacznych zmian w procesie tworzenia miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, aby np. lepiej uwzględnić rolę organów województwa w tworzeniu takich planów (opiniowanie), uwzględnić treść wymaganą od planów obszarów OZE (proponowany art. 160f, ust. 5) lub uszczelnić wymagania w zakresie strategicznej oceny oddziaływania na środowisko dla takich planów (zwiększenie wymagań dla oceny w zakresie wpływu OZE na środowisko). Jednak proponowane przez nas rozwiązanie znacznie ułatwi i skróci czas tworzenia obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnych źródeł energii oraz odciążą administrację ochrony środowiska od podwójnych procedur dla tych samych obszarów oraz organy województwa od		którą samodzielność jednostek samorządu terytorialnego podlega ochronie sądowej. Znaczna część MPZP była przyjmowana wiele lat temu w zupełnie innych okolicznościach oraz innym środowisku prawnym. W przypadku gdy strategiczna ocena oddziaływania na środowisko będzie aktualna, a wpływ na środowisko nieznaczny, będzie można odstąpić od jej przeprowadzania na podstawie zasad ogólnych określonych w art. 48 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko. Zgodnie z dodawanym ust. 9 ww. ustawy, nie można odstąpić od przeprowadzenia strategicznej oceny oddziaływania na środowisko dla projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii tylko <u>jeżeli wprowadza on nowe lub zmienia istniejące ustalenia związane z wyznaczaniem tych obszarów.</u> Ponadto, przyjęcie propozycji zawartej w uwadze byłoby sprzeczne z art. 48 ust. 3 ww. ustawy, zgodnie z którym odstąpienie od przeprowadzenia strategicznej oceny oddziaływania na środowisko w przypadku projektu dokumentu, o którym mowa w art. 46 ust. 1 pkt 1 i 2, <u>może dotyczyć wyłącznie projektu dokumentu dotyczącego obszaru w granicach jednej gminy.</u> Plany obszarów OZE mogą zaś często wykraczać poza obszar jednej gminy, gdyż zgodnie z projektowanymi przepisami, plany obszarów OZE sporządza się dla obszaru województwa.

			konieczności ciągłej akceptacji poprzez głosowanie zmian uchwalonych planów w wyniku napływających od gmin informacji o uchwalaniu nowych miejscowych planów zagospodarowania spełniających kryteria z art. 160f. Nawet jeśli zaproponowane przez nas rozwiązanie nie zostanie zaakceptowane przez Państwa jako możliwe do uchwalenia na poziomie krajowym, uważamy, że należy umożliwić w ustawie podjęcie tego typu rozwiązania przez poszczególne województwa w uchwałach ustanawiających plany obszarów OZE.		
506.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160f ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Izba Energetyki i Przemysłowej i Odbiorców Energii	Projektowany art. 160f ustawy o OZE zakłada, że obszary przyspieszonego rozwoju instalacji OZE (dalej „OPRO”) mogą być wyznaczone na terenie: a) położonym w granicach obszarów uwzględnionych na mapach potencjału odnawialnego źródła energii, b) objętym miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego (dalej „MPZP”). Konstrukcja projektowanego przepisu zakłada obowiązkowe spełnienie obu przesłanek. W konsekwencji, OPRO mogą zostać wyznaczone jedynie na terenie objętym MPZP. Z uwagi na fakt, że większość gmin w Polsce nie posiada uchwalonych MPZP zaproponowane rozwiązania znacząco zawęża możliwość lokalizacji OPRO. W ocenie Izby wyznaczenia OPRO powinno zostać skoordynowane z planem ogólnym gminy, o którym mowa w ustawie z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz.U. z 2024 r. poz. 1130). Rozwiązanie to przyczyni się do rozszerzenia zbioru potencjalnych terenów, na których mogą zostać wyznaczone OPRO, a tym samym	Art. 160f. Na terenie położonym w granicach obszarów uwzględnionych na mapach potencjału odnawialnego źródła energii, który objęty jest planem ogólnym gminy umożliwiającym lokalizację danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii, dopuszcza się wyznaczanie obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii dla tego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii.	Uwaga wyjaśniona Z przepisów ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym wynika obowiązek sporządzenia zarówno planu ogólnego, jak i miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego. Zgodnie z art. 13a ust. 1, dla obszaru gminy, z wyłączeniem terenów zamkniętych innych niż ustalane przez ministra właściwego do spraw transportu, rada gminy uchwała plan ogólny gminy, zwany dalej „planem ogólnym”. W świetle art. 15 ust. 1, wójt, burmistrz albo prezydent miasta sporządza projekt planu miejscowego, zawierający część tekstową i część graficzną, wraz z uzasadnieniem, uwzględniając politykę przestrzenną gminy określoną w strategii rozwoju gminy lub strategii rozwoju ponadlokalnego. Przepisy ustawy jedynie pośrednio dopuszczają nieustanawianie miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego – art. 4 ust. 2 - w przypadku braku miejscowego planu zagospodarowania

			rzeczywiście zaistnieje możliwość powstania omawianych obszarów.		przestrzennego określenie sposobów zagospodarowania i warunków zabudowy terenu następuje w drodze decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu. Brak analogicznego przepisu w odniesieniu do planu ogólnego, sugeruje, że jest on sporządzany obligatoryjnie. Plan ogólny, jak sama nazwa wskazuje, ma wymiar znacznie bardziej ogólny, bowiem określa strefy. Miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego, jako bardziej szczegółowy dokument, określa w sposób precyzyjniejszy sposób zagospodarowania terenu. Osadzenie OPRO w oparciu o miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego może też wpływać mobilizująco na gminy do ich przyjęcia.
507.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160f ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Instytut Reform	Artykuł 160f. zaproponowanego projektu ustawy nie precyzuje jasno czy kryterium “objęcia miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego umożliwiającym lokalizację danego rodzaju instalacji OZE” będzie uwzględniane 1) na etapie mapowania potencjału przez Ministerstwo 2) na etapie wyznaczania OPRO przez marszałka województwa. W obecnym brzmieniu przepisów intencja ustawodawcy nie jest jasna. Zwracamy uwagę, że, w przypadku wariantu 1) warstwa mapująca istnienie odpowiedniego MPZP nie powinna wykluczać możliwości ustalenia OPRO na tym terenie przez marszałka województwa. Powinna mieć ona charakter informacyjny. Uzasadnienie: odgórne wykluczenie gmin bez gotowego dokumentu MPZP w		Uwaga wyjaśniona Wskazane kryterium dot. MPZP będzie uwzględniane na etapie wyznaczania OPRO przez samorząd wojewódzki. Mapowanie zostanie przedstawione w dwóch scenariuszach, z których jeden będzie przedstawiał tereny spełniające wszystkie kryteria wyznaczania OPRO, a drugi tereny które mieszczą się w granicach obszarów o największym potencjale dla danego OZE, lecz nie spełniają któregoś z kluczowych aspektów do wyznaczenia tam OPRO. Jednocześnie zarówno mapy potencjału OZE oraz plany OPRO będą mogły zostać poddane aktualizacji.

			momencie sporządzania map znacząco zmniejszy możliwy obszar wskazany na mapach potencjału w Polsce oraz pozbawi gminy, które są w procesie przygotowywania tych dokumentów możliwości bycia objętymi zasadami OPRO w przewidywalnej perspektywie czasowej (nie jest jasne, kiedy mapy będą zaktualizowane przez Ministerstwo, aktualizacja ta może też napotkać przeszkody natury finansowej). Dodatkowo wykluczenie takie pozbawi legislację charakteru mobilizującego dla gmin, które posiadają w swoich granicach tereny spełniające pozostałe kryteria dla danej technologii i ich potencjał jest znaczący, ale jeszcze nie mają obowiązujących MPZP, oraz dla spółek energetycznych, które mogłyby takie mapowanie traktować jako wskazówkę przy sporządzaniu planów rozwoju sieci. W przypadku wariantu 2) kryterium to może mieć charakter wykluczający, ale należy zapewnić, że OPRO będzie mogło być regularnie aktualizowane przez marszałka, co da możliwość gminom, które przygotowały plany zagospodarowania później, uczestniczenia w inicjatywie. Proponujemy wprowadzenie corocznej możliwości aktualizacji OPRO przez samorząd województwa (preferencyjnie do lutego każdego roku). Pozwoli to na zapewnienie gminom jasnych i przewidywalnych wytycznych kiedy możliwe jest “wejście” gmin do OPRO. Pod rozwagę proponujemy też wariant 3) w którym mapowanie istnienia obowiązujących MPZP jest wykonywane przez Marszałka w procesie ustalania OPRO, jako pierwszy krok w iteracji, udostępnione gminom (jako tereny “OPRO-		

			ready”), a w drugim kroku nałożona jest warstwa MPZP (OPRO właściwe) i tylko te ostatnie tereny mają przywileje i obowiązki wynikające z Dyrektyw REDIII.		
508.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160f ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Instytut Reform	Ze względu na wyzwania związane z dostępnością i jakością danych oraz opóźnienia w równoległym procesie wyznaczania przez gminy Planów Ogólnych, niezbędnych do uchwalenia MPZP należy zaprojektować przepisy krajowe wdrażające OPRO w sposób, który pozwala na ich iteracyjne doskonalenie, co oznacza 1) niewykluczanie gmin bez MPZP z możliwości objęcia ich terenu obszarem OPRO (jak opisano w uwadze 2) lub 2) obowiązek regularnej aktualizacji przepisów krajowych dot. OPRO.		Uwaga wyjaśniona Projektowane rozwiązania stanowią jedynie pierwszy etap wdrażania OPRO w Polsce. Oznacza to, że na dalszych etapach rozwoju OPRO nie wyklucza się uwzględnienia możliwości wyznaczania takich obszarów na terenach innych, niż tylko te objęte właściwym MPZP. Warto jednak zauważyć, że rozmieszczenie inwestycji OZE nie powinno mieć miejsca na podstawie dokumentów, które nie są należycie skonsultowane społecznie, zaś miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego stanowi gwarancję ładu przestrzennego w gminie. Obecna aksjologia ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym wskazuje jako stan pożądany posiadanie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego przez gminę. Projektowane przepisy mogą zatem wręcz przyczynić się do szybszego uchwalania miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego w gminach. W przypadku wyznaczania terenów pod OPRO oparcie się o obowiązujące MPZP jest obecnie jedynym możliwym kierunkiem. Z samej idei OPRO wynika bowiem, że dedykowane im tereny muszą być gotowe do ich zaimplementowania, zaś biorąc pod uwagę kluczowy w tym przypadku

					aspekt planistyczny, warunek ten spełniają tylko te posiadające MPZP. Tym samym OPRO nie powinny być wyznaczane w sposób inny niż oparty na obowiązującym prawie miejscowym, tj. w oparciu o decyzje o warunkach zabudowy, których użyteczność będzie ponadto ograniczana czasowo, ustępując docelowo miejsca planom miejscowym, które będą z kolei obligatoryjne po całościowym wejściu w życie reformy planowania przestrzennego, planowanym na połowę 2026 r. Należy również podkreślić, że mapowanie zostanie przedstawione w dwóch scenariuszach, z których jeden będzie przedstawiał tereny spełniające wszystkie kryteria wyznaczania OPRO, a drugi tereny które mieszczą się w granicach obszarów o największym potencjale dla danego OZE, lecz nie spełniają któregoś z kluczowych aspektów do wyznaczenia tam OPRO. Jednocześnie zarówno mapy potencjału OZE oraz plany OPRO będą mogły zostać poddane aktualizacji.
509.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160f ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki	Art. 160f. Na terenie położonym w granicach obszarów uwzględnionych na mapach potencjału odnawialnego źródła energii, który objęty jest miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego umożliwiającym lokalizację danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii, różnego rodzaju instalacji odnawialnych źródeł energii lub magazynu energii nie związanego z instalacją odnawialnego źródła energii, dopuszcza się wyznaczanie	Art. 160f. Na terenie położonym w granicach obszarów uwzględnionych na mapach potencjału odnawialnego źródła energii, który objęty jest miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego umożliwiającym lokalizację danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii, różnego rodzaju instalacji odnawialnych źródeł energii lub magazynu energii nie związanego z instalacją odnawialnego źródła energii, dopuszcza się wyznaczanie obszarów	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu, który dotyczy określenia ram prawnych dla wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz powiązanej z nimi infrastruktury magazynowej. Zgodnie z art. 15e dyrektywy RED III dla uproszczonego lokalizowania samodzielnych

			obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii dla tego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii.	<i>przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii dla tego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii.</i>	magazynów energii dedykowane są obszary dla infrastruktury sieci i magazynowania niezbędnej do włączenia energii odnawialnej do systemu elektroenergetycznego, które Państwa Członkowskie mogą wyznaczyć. Wdrożenie powyższych rozwiązań jest przedmiotem odrębnych analiz MKiŚ.
510.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160f i art. 160g ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Stowarzyszenie na rzecz efektywności im. prof. Krzysztofa Żmijewskiego	Uwaga ogólna: Z obecnej analizy wynika, iż OPRO na poziomie województwa wskazywać będą wyłącznie obszary, które są przeznaczone na OZE wskazanie obowiązujących MPZP. Na dzień dzisiejszy jak wynika z analizy pokrycia MPZP obszarów gmin, zwłaszcza gmin wiejskich, nie jest to dokument powszechny, a w wielu gminach praktycznie nie występujący. W takim przypadku wyznaczenia OPRO we wskazanym terminie jest nierealne. Ponadto trzeba zaznaczyć, że w MPZP, (jeżeli obszary pod OZE w nim występują), bardzo często były wpisywane na podstawie przesłanek nie merytorycznych, nie uwzględniając makroekonomicznego sensu takich inwestycji. Były wpisywane pod presją deweloperów OZE, chęcią pozyskania dotacji itp.). Jesteśmy przekonani, że OPRO powinny zostać wyznaczona na obszarach, które posiadają optymalny potencjał przestrzenny, środowiskowy, ekonomiczny i społeczny, a nie na obszarach które bardzo często tych kryteriów nie spełniają. Ponadto należy zwrócić uwagę, że rozwój OZE powinien być rozwojem zrównoważonym a nie dokonywać się w sposób fragmentaryczny na podstawie planów, które bardzo często tworzone były wiele lat temu w innej sytuacji społeczno-gospodarczej i nie odzwierciedlają obecnych wyzwań transformacji		Uwaga wyjaśniona Projektowane rozwiązania stanowią jedynie pierwszy etap wdrażania OPRO w Polsce. Oznacza to, że na dalszych etapach rozwoju OPRO nie wyklucza się uwzględnienia możliwości wyznaczania takich obszarów na terenach innych, niż tylko te objęte właściwym MPZP. Warto jednak zauważyć, że rozmieszczenie inwestycji OZE nie powinno mieć miejsca na podstawie dokumentów, które nie są należycie skonsultowane społecznie, zaś miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego stanowi gwarancję ładu przestrzennego w gminie. Obecna aksjologia ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym wskazuje jako stan pożądany posiadanie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego przez gminę. Projektowane przepisy mogą zatem wręcz przyczynić się do szybszego uchwalania miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego w gminach. W przypadku wyznaczania terenów pod OPRO oparcie się o obowiązujące MPZP jest obecnie jedynym możliwym

			energetycznej (w tym dynamicznych zmian na rynku energii.		kierunkiem. Z samej idei OPRO wynika bowiem, że dedykowane im tereny muszą być gotowe do ich zaimplementowania, zaś biorąc pod uwagę kluczowy w tym przypadku aspekt planistyczny, warunek ten spełniają tylko te posiadające MPZP. Tym samym OPRO nie powinny być wyznaczane w sposób inny niż oparty na obowiązującym prawie miejscowym, tj. w oparciu o decyzje o warunkach zabudowy, których użyteczność będzie ponadto ograniczana czasowo, ustępując docelowo miejsca planom miejscowym, które będą z kolei obligatoryjne po całościowym wejściu w życie reformy planowania przestrzennego, planowanym na połowę 2026 r.
511.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160f i art. 160g ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Związek Polskich Miast	Wyjaśnienia wymaga, jaka ma być logika wyznaczania OPRO. Czy ma to być jedynie wskazanie obowiązujących MPZP leżących w granicach obszarów preferowanych wskazanych w mapie potencjałów, czy jednak wskazanie wszystkich preferowanych do rozwoju OZE terenów, także tych które do tej pory nie posiadają MPZP?	Zgodnie z projektem OPRO mogą być wyznaczane jedynie na obszarach wskazanych na mapach potencjałów (tam, gdzie są największe potencjały do realizacji poszczególnych OZE) oraz wskazane pod realizację tego OZE w MPZP. Jednocześnie w art 160g ust. 5 mowa jest o tym, że OPRO powinny być wyznaczane w pierwszej kolejności “na terenach przekształconych, w szczególności na terenach przemysłowych i poprzemysłowych, zabudowanych, zdegradowanych nienadających się do wykorzystania w rolnictwie, sztucznych zbiornikach wodnych oraz obszarach infrastruktury technicznej lub transportowej”. To może sugerować, że wyznaczenie OPRO nie wymaga jednak istnienia dla tego obszaru MPZP pod dany rodzaj instalacji OZE. Jeżeli intencją ustawodawcy było to, by prace nad planem OPRO wiązały się z	Uwaga wyjaśniona OPRO zgodnie z zaproponowanym brzmieniem przepisów mają być wyznaczane wyłącznie na obszarach stanowiących podzbiór obszarów zmapowanych, a jednocześnie na terenach, które objęte są MPZP umożliwiającym lokalizowanie danego rodzaju OZE. Ma to zapewnić m.in. systemowe uporządkowanie lokalizowania OZE, wskazując jako priorytetowe te lokalizacje, które zgodnie z określonym już przeznaczeniem, umożliwiają prowadzenie takich przedsięwzięć. Powyższe nie oznacza jednak, że na wszystkich terenach objętych ww. MPZP będzie możliwość wyznaczania OPRO, gdyż to zależne będzie od większej liczby czynników.

				koniecznością analizowania treści wszystkich MPZP dla terenów przekształconych (o czym mowa w art. 160g) pod kątem dopuszczenia realizacji tam poszczególnych rodzajów OZE, to prace nad tymi dokumentami do maja 2025 r. są mało realne. Istnieje wysokie ryzyko, że praca taka będzie obarczona licznymi błędami. Ze "Specyfikacji technicznej dla opracowania mapowania na potrzeby wprowadzania energii odnawialnej...", w przypadku rzetelnej analizy mapowania wynika, że samo wyznaczenie OPRO będzie w dużej mierze wiązało się tylko i wyłącznie ze wskazaniem konkretnych MPZP, która nota bene będą już wskazane w mapowaniu. Celowym byłoby, aby na poziomie województwa nie tylko przypisać sporządzone przez gminy MPZP do mapy potencjałów, ale przede wszystkim wskazać, gdzie docelowo gminy i inwestorzy mają się angażować celem realizacji instalacji OZE. Wbrew oczekiwaniom MKiŚ artykułowanym na spotkaniach dot. projektu ustawy zaproponowane w projekcie ustawy OPRO nie będą przyciągać nowych inwestorów do tych terenów ze względu na możliwości przyspieszonej realizacji inwestycji, bowiem w praktyce lokalnej jest tak, że większość (jeśli nie wszystkie) MPZP sporządzane są dla konkretnego inwestora, dla którego jest to pierwszy etap podejmowanych działań! Inwestorzy już są na tym obszarze i w sytuacji, kiedy posiadają obowiązujący MPZP i mają rzeczywistą wolę inwestowania podejmują kolejne kroki w tym celu. Brane pod uwagę MPZP obowiązujące wg stanu na koniec maja 2025 r. będą w okresie	Jednocześnie na dalszych etapach rozwoju OPRO nie wyklucza się uwzględnienia możliwości wyznaczania takich obszarów na terenach innych, niż tylko te objęte właściwym MPZP. Niemniej wskazane wątpliwości interpretacyjne przytaczanych przepisów zostały poddane analizie i odpowiednio dostosowane.

				przyjmowania ewentualnych planów OPRO, w dużej części w końcowym etapie procesu inwestycyjnego, albo będą już „konsumowane”. Może się zatem okazać, że całe przedsięwzięcie związane z OPRO w takim kształcie nie przyniesie wymiernych korzyści i nie przyspieszy realizacji instalacji OZE. Stanowiąc będzie jedynie pozory takiego działania. Realizowane z sukcesem inwestycje nie będą skutkiem wyznaczonych OPRO. Ostatnie 2-3 lata to okres bardzo dużej presji inwestorów OZE. W wielu gminach uchwalono lub proceduje się MPZP przeznaczające tereny na instalacje OZE m.in. w miejscach, o najwyższych walorach krajobrazowych i przyrodniczych. Pożądanym efektem wyznaczenia OPRO byłoby rzeczywiste ukierunkowanie inwestorów na tereny odpowiednie do takich celów oraz odwodzeniem i utrudnianiem takich realizacji w miejscach najbardziej cennych m.in. przyrodniczo i krajobrazowo. Obowiązujące ustawodawstwo w zakresie planowania OZE do czerwca 2026 r. daje inwestorom nieograniczone możliwości ekspansji. Wyznaczenie planów OPRO za 1-2 lata w takim kontekście nie będzie miało najmniejszego sensu.	
512.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160f i art. 160g ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Pomorskiego	Wyjaśnienia wymaga to jaka ma być logika wyznaczania OPRO. Czy ma to być jedynie wskazanie obowiązujących MPZP leżących w granicach obszarów preferowanych wskazanych w mapie potencjałów, czy jednak wskazanie wszystkich preferowanych do rozwoju OZE terenów,		Uwaga wyjaśniona OPRO zgodnie z zaproponowanym brzmieniem przepisów mają być wyznaczane wyłącznie na obszarach stanowiących podzbiór obszarów zmapowanych, a jednocześnie na terenach, które objęte są MPZP

		także tych które do tej pory nie posiadają MPZP? Nie określono terminu publikacji mapy potencjału odnawialnego źródła energii. Nie wyznaczono obowiązku konsultacji mapy przez jednostki samorządu terytorialnego. Czytając art. 160f nasuwa się wniosek, że OPRO mogą być wyznaczane jedynie na obszarach wskazanych na mapach potencjałów (tam, gdzie są największe potencjały do realizacji poszczególnych OZE) oraz wskazane pod realizację tego OZE w MPZP. Jednocześnie w art 160g ust. 5 mowa jest o tym, że OPRO powinny być wyznaczane w pierwszej kolejności “na terenach przekształconych, w szczególności na terenach przemysłowych i poprzemysłowych, zabudowanych, zdegradowanych nienadających się do wykorzystania w rolnictwie, sztucznych zbiornikach wodnych oraz obszarach infrastruktury technicznej lub transportowej”. To może sugerować, że wyznaczenie OPRO nie wymaga jednak istnienia dla tego obszaru MPZP pod dany rodzaj instalacji OZE. Jeżeli intencją ustawodawcy było to, by prace nad planem OPRO wiązały się z koniecznością analizowania treści wszystkich MPZP dla terenów przekształconych (o czym mowa w art. 160g) pod kątem dopuszczenia realizacji tam poszczególnych rodzajów OZE, to prace nad tymi dokumentami zajmą nie kilka miesięcy, lecz lat. Dlatego niezbędne jest wyjaśnienie tej kwestii i uporządkowanie zapisów ustawy tak, by pozwalały na realne kształtowanie polityki przestrzennej w regionie oraz czyniły prace	umożliwiającym lokalizowanie danego rodzaju OZE. Ma to zapewnić m.in. systemowe uporządkowanie lokalizowania OZE, wskazując jako priorytetowe te lokalizacje, które zgodnie z określonym już przeznaczeniem, umożliwiają prowadzenie takich przedsięwzięć. Powyższe nie oznacza jednak, że na wszystkich terenach objętych ww. MPZP będzie możliwość wyznaczania OPRO, gdyż to zależne będzie od większej liczby czynników. Jednocześnie na dalszych etapach rozwoju OPRO nie wyklucza się uwzględnienia możliwości wyznaczania takich obszarów na terenach innych, niż tylko te objęte właściwym MPZP. Niemniej wskazane wątpliwości interpretacyjne przytaczanych przepisów zostały poddane analizie i odpowiednio dostosowane. Termin publikacji map potencjału OZE nie został określony, gdyż proces ten znajduje się na początkowym etapie zamówienia publicznego, dlatego na obecnym etapie prac nie jest to możliwe. Mapy potencjału OZE wyznaczane będą na poziomie ogólnokrajowym w oparciu o kompleksową specyfikację techniczną zawierającą wielorakie i szczegółowe kryteria mapowania, z którą można zapoznać się pod wskazanym linkiem - https://www.gov.pl/web/klimat/g311-kamien-milowy-g1l-mapowanie-potencjalu-energii-ze-zrodel-odnawialnych-w-odniesieniu-do-

		nad OPRO możliwymi do wykonania, a także nie budziły wątpliwości interpretacyjnych. Zrozumienie idei wyznaczania OPRO dodatkowo utrudnia lektura "Specyfikacji technicznej dla opracowania mapowania na potrzeby wprowadzania energii odnawialnej...". Zgodnie z nią proces mapowania potencjału dla poszczególnych OZE ma uwzględniać szereg uwarunkowań, takich jak m.in. klasa bonitacyjna gruntu, zagospodarowanie przestrzenne, ograniczenia środowiskowe (np. Natura 2000), odległość od GPZ czy istniejąca i planowana zabudowa mieszkaniowa), a otrzymane efekty mają być pokazane w sposób precyzyjny wraz z numerem ewidencyjnym działek. Zatem jak ma wyglądać proces wskazywania OPRO i co – w zamyśle autorów ustawy - może (ma) brać pod uwagę? Ponadto celowym byłoby, aby na poziomie województwa nie tylko przypisać sporządzone przez gminy MPZP do mapy potencjałów, ale przede wszystkim wskazać, gdzie docelowo gminy i inwestorzy mają się angażować celem realizacji instalacji OZE. Ostatnie 2-3 lata to okres bardzo dużej presji inwestorów OZE. W wielu gminach uchwalono lub proceduje się MPZP przeznaczające tereny na instalacje OZE m.in. w miejscach, o najwyższych walorach krajobrazowych i przyrodniczych. Także decyzje o warunkach zabudowy są często jedynie wynikiem chęci podniesienia wartości gruntów lub poszukiwaniem przez właścicieli potencjalnych korzyści materialnych na zasadzie tzw. spekulacji. W związku z powyższym obowiązujące MPZP, a także wydane DWZ (choć nie wymieniane co prawda w projekcie ustawy) powinny być	fotowoltaicznych-i-lądowych- instalacji-wiatrowych Tym samym nie przewiduje się konsultacji publicznych przedmiotowego narzędzia, przy czym w trakcie prac nad przygotowaniem map będzie brane pod uwagę zapotrzebowanie władz samorządowych. Warto również podkreślić, że zgodnie z projektowanymi przepisami, mapy potencjału OZE będą podlegać aktualizacjom.

			jedynie przesłanką, nie zaś podstawą do wyznaczania OPRO. Jednocześnie pominięcie w procesie konsultacji jednostek samorządu terytorialnego, może skutkować niekompletnością informacji zawartych w mapach potencjału OZE, co doprowadzi do ograniczenia ich rozwoju. Samorządy na podstawie opracowywanych Planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, Założeń do planów, planów gospodarki niskoemisyjnych i innych dokumentów planistycznych dysponują większą wiedzą aniżeli autorzy map potencjału.		
513.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Instytut Rozwoju Terytorialnego za pośrednictwem Biura Związku Województw RP	Proponuje się zmianę brzmienia na: „Art. 160g ust. 5 pkt 2) lit. a) wyznaczając, w pierwszej kolejności, lokalizację instalacji odnawialnego źródła energii na terenach przekształconych, w szczególności na terenach przemysłowych i poprzemysłowych, zabudowanych, obszarach infrastruktury technicznej lub transportowej oraz zdegradowanych nienadających się do wykorzystania w rolnictwie, sztucznych zbiornikach wodnych, z wyłączeniem obszarów o wysokich wartościach przyrodniczych, zapewniających utrzymanie bioróżnorodności i spełniających funkcje zatrzymujące oraz spowalniające odpływ wód.”. W art. 160g ust. 5, wśród obszarów predysponowanych do wyznaczenia pod OPRO wymienia się m.in. tereny zdegradowane nienadające się do wykorzystania w rolnictwie oraz sztuczne zbiorniki wodne. Ze względu na potencjalną wartość przyrodniczą nieużytków i gleb nieprzydatnych rolniczo należy wyłączyć obszary o wysokich wartościach		Uwaga wyjaśniona Zgodnie z projektowanymi przepisami OPRO wyznacza się poza obszarami objętymi formami ochrony przyrody: wyłączając możliwość określenia tych obszarów i powierzchni na obszarach form ochrony przyrody, o których mowa w art. 6 ust. 1 pkt 1-9 ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody (Dz. U. z 2024 r. poz. 1478 i 1940), krajobrazów priorytetowych w rozumieniu art. 2 pkt 16f ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, głównych szlakach migracyjnych ptaków i ssaków oraz na innych obszarach określonych na podstawie map wrażliwości przyrody, za wyjątkiem sztucznych powierzchni znajdujących się na tych obszarach, co w ocenie projektodawcy jest wystarczające. Dodatkowo należy podkreślić, że tereny o dużych walorach środowiskowych zostaną

			przyrodniczych, zapewniających utrzymanie bioróżnorodności i spełniających funkcje zatrzymujące oraz spowalniające odpływ wód.		wyeliminowane już na etapie mapowania.
514.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Instytut Rozwoju Terytorialnego za pośrednictwem Biura Związku Województw RP	Proponuje się dodanie do art. 160g zapisu, wskazującego na zapewnienie zgodności planów obszarów OZE (OPRO) z: • ustalenia i rekomendacje w zakresie kształtowania i prowadzenia polityki przestrzennej w województwie zawarte w strategii rozwoju województwa • ustalenia i zasady zagospodarowania zawarte w planie zagospodarowania przestrzennego województwa • granicami krajobrazów priorytetowych oraz rekomendacjami i wnioskami wynikającymi z audytu krajobrazowego. OPRO powinny być ściśle powiązane z ustaleniami i zasadami zagospodarowania przestrzennego wynikającymi z regionalnych aktów planowania przestrzennego oraz dokumentów strategicznych województwa.		DOZE VI Uwaga częściowo uwzględniona Przepisy dotyczące zgodności planów obszarów OZE z granicami krajobrazów priorytetowych wynikającymi z audytu krajobrazowego zostały wprowadzone do projektu. Jednocześnie należy zauważyć, że uchwalanie dokumentów wskazanych w uwadze przez ten sam organ – sejmik województwa – gwarantuje ich wzajemną zgodność. Zgodnie z art. 39a ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, w celu zapewnienia spójności plan zagospodarowania przestrzennego województwa dostosowuje się do strategii rozwoju województwa po jej aktualizacji, w zakresie, w jakim aktualizacja strategii dotyczy sytuacji przestrzennej województwa. W świetle art. 11 ust. 1aa ustawy z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie województwa, strategia rozwoju województwa jest spójna ze średniookresową strategią rozwoju kraju i krajową strategią rozwoju regionalnego i brak jest odniesienia do innych dokumentów, polityk, form prawnych, itd., z którymi strategia powinna być zgodna.
515.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o	Instytut Rozwoju Terytorialnego za pośrednictwem Biura	Proponuje się dodanie do art. 160g zapisu, wskazującego na zapewnienie zgodności planów obszarów OZE (OPRO) z:		Uwaga częściowo uwzględniona Przepisy dotyczące zgodności planów obszarów OZE z granicami

	odnawialnych źródłach energii	Związku Województw RP	- ustalenia i rekomendacje w zakresie kształtowania i prowadzenia polityki przestrzennej w województwie zawarte w strategii rozwoju województwa - ustalenia i zasady zagospodarowania zawarte w planie zagospodarowania przestrzennego województwa - granicami krajobrazów priorytetowych oraz rekomendacjami i wnioskami wynikającymi z audytu krajobrazowego. OPRO powinny być ściśle powiązane z ustaleniami i zasadami zagospodarowania przestrzennego wynikającymi z regionalnych aktów planowania przestrzennego oraz dokumentów strategicznych województwa.		krajobrazów priorytetowych wynikającymi z audytu krajobrazowego zostały wprowadzone do projektu. Jednocześnie należy zauważyć, że uchwalanie dokumentów wskazanych w uwadze przez ten sam organ – sejmik województwa – gwarantuje ich wzajemną zgodność. Zgodnie z art. 39a ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, w celu zapewnienia spójności plan zagospodarowania przestrzennego województwa dostosowuje się do strategii rozwoju województwa po jej aktualizacji, w zakresie, w jakim aktualizacja strategii dotyczy sytuacji przestrzennej województwa. W świetle art. 11 ust. 1aa ustawy z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie województwa, strategia rozwoju województwa jest spójna ze średniookresową strategią rozwoju kraju i krajową strategią rozwoju regionalnego i brak jest odniesienia do innych dokumentów, polityk, form prawnych, itd., z którymi strategia powinna być zgodna.
516.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Instytut Rozwoju Terytorialnego za pośrednictwem Biura Związku Województw RP	Proponuje się zmianę brzmienia na: „Art. 160g ust. 5 pkt 2) lit. a) wyznaczając, w pierwszej kolejności, lokalizację instalacji odnawialnego źródła energii na terenach przekształconych, w szczególności na terenach przemysłowych i poprzemysłowych, zabudowanych, obszarach infrastruktury technicznej lub transportowej oraz zdegradowanych nienadających się do wykorzystania w rolnictwie, sztucznych zbiornikach wodnych, z wyłączeniem obszarów o wysokich wartościach przyrodniczych, zapewniających utrzymanie		Uwaga wyjaśniona Zgodnie z projektowanymi przepisami OPRO wyznacza się poza obszarami objętymi formami ochrony przyrody wyłączać możliwość określenia tych obszarów i powierzchni na obszarach form ochrony przyrody, o których mowa w art. 6 ust. 1 pkt 1-9 ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody (Dz. U. z 2024 r. poz. 1478 i 1940), krajobrazów priorytetowych w rozumieniu art. 2 pkt 16f ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i

			bioróżnorodności i spełniających funkcje zatrzymujące oraz spowalniające odpływ wód.”. W art. 160g ust. 5, wśród obszarów predysponowanych do wyznaczenia pod OPRO wymienia się m.in. tereny zdegradowane nienadające się do wykorzystania w rolnictwie oraz sztuczne zbiorniki wodne. Ze względu na potencjalną wartość przyrodniczą nieużytków i gleb nieprzydatnych rolniczo należy wyłączyć obszary o wysokich wartościach przyrodniczych, zapewniających utrzymanie bioróżnorodności i spełniających funkcje zatrzymujące oraz spowalniające odpływ wód.		zagospodarowaniu przestrzennym, głównych szlakach migracyjnych ptaków i ssaków oraz na innych obszarach określonych na podstawie map wrażliwości przyrody, za wyjątkiem sztucznych powierzchni znajdujących się na tych obszarach, co w ocenie projektodawcy jest wystarczające. Dodatkowo należy podkreślić, że tereny o dużych walorach środowiskowych zostaną wyeliminowane już na etapie mapowania.
517.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Wielkopolskiego / WBPP w Poznaniu	Ustawodawca wprowadza nowy akt planistyczny dedykowany samorządom regionalnym bez określenia roli w hierarchii planowania przestrzennego kraju oraz odniesienia do ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Proponujemy, aby czasowo (np. na 2 lata) OPRO były wyznaczane na podstawie zaproponowanego planu. Docelowo OPRO powinny być wyznaczane w Planie zagospodarowania przestrzennego województwa, jako element polityki przestrzennej województwa.		Uwaga wyjaśniona Plany OPRO nie mają mieć charakteru aktu prawa miejscowego, lecz stanowić swego rodzaju nieformalną „nakładkę” na MPZP. Jednocześnie projektowane rozwiązania stanowią jedynie pierwszy etap wdrażania OPRO w Polsce. Oznacza to, że na dalszych etapach rozwoju OPRO nie wyklucza się uwzględnienia możliwości wyznaczania takich obszarów na terenach innych, niż tylko te objęte właściwym MPZP. Warto w tym miejscu podkreślić, że w przypadku wyznaczania terenów pod OPRO oparcie się o obowiązujące MPZP jest obecnie jedynym możliwym kierunkiem. Z samej idei OPRO wynika bowiem, że dedykowane im tereny muszą być gotowe do ich zaimplementowania, zaś biorąc pod uwagę kluczowy w tym przypadku aspekt planistyczny, warunek ten

					spełniają tylko te posiadające MPZP. Tym samym OPRO nie powinny być wyznaczane w sposób inny niż oparty na obowiązującym prawie miejscowym, tj. w oparciu o decyzje o warunkach zabudowy, których użyteczność będzie ponadto ograniczana czasowo, ustępując docelowo miejsca planom miejscowym, które będą z kolei obligatoryjne po całościowym wejściu w życie reformy planowania przestrzennego, planowanym na połowę 2026 r.
518.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Wielkopolskiego / WBPP w Poznaniu	Nie jest jasno określone czy plan OZE ma być wywołany dla całego województwa, czy może być uchwalany jedynie dla części. Zróżnicowanie przyrodnicze i osadnicze wielkopolski jest tak duże, że trudno będzie w krótkim czasie sporządzić plan dla całego województwa. Proponujemy pozostawić dowolność regionom dla jakich części województwa wywołają uchwały. Pozwoli to na równoległe prowadzenie procedury i wykluczy opóźnienia z powodu sytuacji trudnych do rozstrzygnięcia.		Uwaga wyjaśniona Dla jednej technologii OZE będzie dozwolone sporządzenie więcej niż jednego planu OPRO dla danego województwa.
519.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Wielkopolskiego / WBPP w Poznaniu	W niniejszym rozdziale nie jest wprost napisane, że plany OZE mają być sporządzane tylko na podstawie mapy potencjałów. Należy uszczegółowić czy plany OZE mają być sporządzane tylko na terenach potencjałów, czy jest możliwość w innych miejscach, gdzie Samorząd województwa uzna za korzystne w skali regionalnej.		Uwaga wyjaśniona OPRO zgodnie z zaproponowanym brzmieniem projektowanych przepisów mają być wyznaczane na obszarach stanowiących podzbiór obszarów zmapowanych, a jednocześnie na terenach, które objęte są MPZP umożliwiającym lokalizowanie danego rodzaju OZE. Ma to zapewnić m.in. systemowe uporządkowanie lokalizowania OZE, wskazując jako priorytetowe te lokalizacje, które zgodnie z określonym już przeznaczeniem,

					umożliwiają prowadzenie takich przedsięwzięć. Powyższe nie oznacza jednak, że na wszystkich terenach objętych ww. MPZP będzie możliwość wyznaczania OPRO, gdyż to zależne będzie od większej liczby czynników. Jednocześnie na dalszych etapach rozwoju OPRO nie wyklucza się uwzględnienia możliwości wyznaczania takich obszarów na terenach innych niż tylko te objęte właściwym MPZP.
520.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Lubuskiego w Zielonej Górze	Wykreślenie zapisu: „zabudowanych”. Zostawienie zapisu w takiej formie budzi wątpliwość. Ponadto w Specyfikacji technicznej dla opracowania mapowania na potrzeby wprowadzania energii odnawialnej na terytorium Polski w celu określenia dostępności energii ze źródeł odnawialnych oraz potencjału produkcji energii odnawialnej w poszczególnych rodzajach technologii OZE zgodnie ze szczegółowym opisem przedmiotu zamówienia na str. 16 zawarto odniesienie do art. 15c ust. 1 pkt 1 (i), w myśl którego: „zgodnie z uzgodnieniami między Ministerstwem Klimatu i Środowiska a Komisją Europejską, w Polsce tereny przyspieszonego rozwoju OZE obejmują obszary przemysłowe, tereny infrastruktury transportowej wraz z otoczeniem, kopalnie oraz tereny zdegradowane, które nie nadają się do użytku rolniczego” zakres został doprecyzowany.		Uwaga uwzględniona Słowo „zabudowanych” zostało wykreślone z projektu, zgodnie z propozycją.
521.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	PSEW	Z art. 15c ust. 1 dyrektywy RED III wynika obowiązek państw członkowskich do zapewnienia wyznaczenia przez właściwe organy OPRO do dnia 21 lutego 2026 r. W tym zakresie propozycje zawarte w projektowanym art. 160g ust. 1-3 ustawy o	W celu zapewnienia zgodności z art. 15c ust. 1 dyrektywy RED III oraz poprawnego określenia kompetencji organów właściwych do przyjmowania planów OPRO, proponujemy – jako kontynuację art. 160f ustawy o OZE i wzorem	Uwaga wyjaśniona Brzmienie przepisów zostało przeredagowane poprzez usunięcie fakultatywności z przepisu merytorycznego. Jednocześnie należy

		OZE pozostają niespójne z art. 15 projektu, bo stanowią iż organy samorządu województwa <u>moga sporządzać plany OPRO</u>, podczas gdy z art. 15 projektu wynika obowiązek sporządzenia planów do 21 lutego 2026 r. Państwa członkowskie powinny zadbać o ustanowienie przynajmniej jednego planu obszarów przyspieszonego rozwoju (a więc każdy kolejny plan mógłby być traktowany nieobowiązkowo),. W naszej ocenie art. 160g ust. 1 – 3 ustawy o OZE są wadliwie napisane, bo stanowią że organy samorządu mogą sporządzać plany OPRO, co oznaczałoby, że nie są jedynymi organami posiadającymi kompetencje w tym zakresie. Tymczasem przepisy te powinny zawierać normy kompetencyjne, a więc upoważnienie do ważnego dokonania określonej czynności przez określony podmiot kompetentny. Norma taka nie nakłada obowiązków – te pojawiają się, gdy obok normy kompetencyjnej ustawodawca ustanowi jakieś inne normy związane z tą kompetencją. I taką inną normą jest właśnie art. 15 projektu – obowiązek sporządzenia planu lub planów OPRO. Jednocześnie ust. 1 i 3 dublują się, w zakresie w jakim mówią o sporządzaniu planu dla województwa (ust. 1) oraz w granicach administracyjnych województwa (ust. 3). W naszej ocenie art. 15c dyrektywy RED III należy rozumieć w ten sposób, że każdy właściwy organ wyznaczony przez państwo członkowskie jest zobowiązany do przyjęcia przynajmniej jednego planu. Jeśli zatem projekt UD162 wyznacza 16 organów samorządu województwa, to powinno powstać przynajmniej 16 planów w Polsce. Takie wnioski potwierdzałby też	przepisów z ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym – następujące brzmienie przepisów: Art. 160g. 1. Obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii wyznaczone są w formie planu, zwanego dalej „planem rozwoju OZE”, sporządzanego przez organy samorządu województwa dla obszarów znajdujących się w granicach administracyjnych danego województwa. 2. Przed sporządzeniem planu rozwoju OZE sejmik województwa podejmuje uchwałę o przystąpieniu do sporządzenia planu obszarów OZE. Jednocześnie prosimy o wyjaśnienie, względnie o doprecyzowanie przepisów, czy: 1) każdy samorząd województwa będzie zobowiązany do przyjęcia co najmniej jednego planu OPRO do 21 lutego 2026 r. 2) czy ustawodawca zakłada, że OPRO będą wyznaczone tylko dla instalacji wytwarzających energię z wiatru lub ze słońca? Postulujemy, by organy samorządu województwa były zobowiązane do przyjęcia OPRO dla wszystkich rodzajów OZE, które zostały zmapowane przez Ministerstwo w granicach administracyjnych danego województwa, zgodnie z podziałem uwzględniającym także instalacje do wytwarzaniu biometanu, wodoru odnawialnego, wodoru odnawialnego	zauważyć, że możliwość wyznaczenia OPRO w pierwszej kolejności będzie uzależniona od sporządzonych map potencjału OZE, stąd nie każde województwo może zostać zobowiązane do sporządzenia planów obszarów OZE dla danej technologii. OPRO zgodnie z zaproponowanym brzmieniem projektowanych przepisów mają być wyznaczone na obszarach stanowiących podzbiór obszarów zmapowanych, a jednocześnie na terenach, które objęte są MPZP umożliwiającym lokalizowanie danego rodzaju OZE. Ma to zapewnić m.in. systemowe uporządkowanie lokalizowania OZE, wskazując jako priorytetowe te lokalizacje, które zgodnie z określonym już przeznaczeniem, umożliwiają prowadzenie takich przedsięwzięć. Powyższe nie oznacza jednak, że na wszystkich terenach objętych ww. MPZP będzie możliwość wyznaczenia OPRO, gdyż to zależne będzie od większej liczby czynników. Jednocześnie na dalszych etapach rozwoju OPRO nie wyklucza się uwzględnienia możliwości wyznaczania takich obszarów na terenach innych, niż tylko te objęte właściwym MPZP. Nie sposób także zobligować właściwe podmioty do wyznaczania OPRO dla wszystkich technologii, ponieważ możliwość ich wyznaczenia będzie zależna od szeregu czynników, takich jak występowanie obszarów potencjału OZE dla danego rodzaju OZE na terenie danego województwa

			art. 15 projektu. Tymczasem ze str. 49 uzasadnienia wynika, że zgodnie z dyrektywą RED III, przynajmniej jeden obszar przyspieszonego rozwoju powinien zostać wyznaczony do 21 lutego 2026 r. <u>Nie jest więc jasne ile planów i w jakim zakresie miałyby w praktyce zostać przyjęte.</u> Niejasność tę pogłębia brak korelacji projektu z uzasadnieniem. O ile bowiem projekt ustawy mówi szeroko o instalacjach OZE, o tyle w uzasadnieniu na str. 21 wskazano: „Projektowane przepisy jednocześnie realizują kamienie milowe określone w ramach reformy G3.1.1 Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania odporności (KPO). Pierwszy z nich zakłada opracowanie <u>mapy potencjału dla instalacji PV oraz instalacji wiatrowych na lądzie (kamień milowy G1L)</u>, z kolei drugi wypracowanie ram prawnych dla wyznaczania <u>obszarów akceleracji dla instalacji fotowoltaicznych i instalacji wiatrowych na lądzie (kamień milowy G2L)</u>”. Czy oznacza to, że nie będzie konieczne przyjmowanie OPRO dla wszystkich typów OZE, a jedynie energii z wiatru lub PV?	po pochodzenia niebiologicznego oraz biowodoru.	czy spełnienie wymaganych przepisami kryteriów. Należy także wskazać, że w pierwszym etapie mapowania nie zostaną wzięte pod uwagę dodatkowe nośniki energii, takie jak np. wodór. Niemniej ich ujęcie zostanie wzięte pod uwagę przy ewentualnych aktualizacjach map potencjału.
522.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	PGE S.A.	1. W dodawanym art. 160g w ustawie oze wskazano, że „Organy samorządu województwa mogą sporządzać plany obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawianego źródła energii, zwane dalej „planami obszarów OZE” dla obszaru województwa” oraz że „Sejmik województwa może podjąć uchwałę o przystąpieniu do sporządzenia planów obszarów OZE”. Wprowadzając regulację o charakterze fakultatywnym projektodawca musi liczyć się z możliwością, że żadne z województw nie zdecyduje się na przyjęcie tego planu, a tym samym obowiązek wyznaczenia obszaru przyspieszonego rozwoju co		Uwaga częściowo uwzględniona Brzmienie przepisów zostało przeredagowane poprzez usunięcie fakultatywności z przepisu merytorycznego. Jednocześnie należy zauważyć, że możliwość wyznaczenia OPRO w pierwszej kolejności będzie uzależniona od sporządzonych map potencjału OZE, stąd nie każde województwo może zostać zobowiązane do sporządzenia planów obszarów OZE dla danej technologii.

		najmniej dla jednego rodzaju oze do dnia 21 lutego 2026 r. nie zostanie zrealizowany. Wskazać również należy, że przepis materialny jest sprzeczny w tym zakresie z przepisem przejściowym (art. 15 projektu ustawy), ponieważ przepis materialny wprowadza regulację o charakterze fakultatywnym, a przepis przejściowy stanowi o sporządzeniu po raz pierwszy planów obszarów OZE przez organy województw, co prowadzi do wniosku, że miałyby je przygotować wszystkie województwa. 2. W projekcie ustawy brak regulacji określających wymagania osób, które sporządzają taki plan, jak ma to miejsce w art. 5 ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. 3. Art. 160g stanowi o wyznaczaniu obszarów przyspieszonego rozwoju oze przez organy samorządu województwa. W ust. 6 tego przepisu wskazano, że „Minister właściwy do spraw klimatu w uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa określi, w drodze rozporządzenia, sposób przygotowania projektu planu obszarów OZE w części tekstowej i graficznej”. Wątpliwości w zakresie wyznaczania tych obszarów budzi brak zaangażowania ministra właściwego do spraw gospodarki morskiej oraz właściwych terytorialnie dyrektorów urzędów morskich, którzy są odpowiednimi podmiotami w zakresie tematyki dotyczącej obszarów morskich – w tym kontekście wyłącznej strefy	Projekt został uzupełniony o przepisy określające wymagania osób, które sporządzają plan OPRO. Z kolei procedura określania OPRO na obszarach morskich nie zostanie uzupełniona w projekcie, gdyż projektodawca nie przewiduje takiego rozwiązania. Z tego względu przepisy nie zostaną rozbudowane w zakresie udziału w procedurze wyznaczania OPRO o ministra właściwego do spraw gospodarki morskiej oraz właściwych terytorialnie dyrektorów urzędów morskich.

			ekonomicznej, na której to mogą być lokalizowane MFW. Przedstawiona przez projektodawcę regulacja w tym zakresie skupia się wyłącznie na części lądowej, mimo że mapa potencjału ma również obejmować energię wiatru na morzu.		
523.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Fundacja na rzecz Ekorozwoju	Zwracamy uwagę, że proponowany art. 160g ustawy o OZE mówi o tym, iż organy województwa mogą sporządzać „plany obszarów OZE”, tymczasem art. 15 ustawy wprowadzającej te przepisy mówi, iż „organy samorządu województwa sporządzą plany obszarów OZE do dnia 21 lutego 2026 roku”. Występuje niespójność pomiędzy tymi zapisami ustawy, gdyż jeden z zapisów mówi o dowolności, a drugi o obowiązku uchwalenia planów obszarów OZE. Jak sądzimy brzmienie proponowanego art. 160g należy poprawić w następujący sposób „Organy samorządu województwa mogą sporządzają plany obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawianego źródła energii [i dalej bez zmian]”. Proponujemy taką zmianę w projekcie omawianej ustawy.		Uwaga wyjaśniona Brzmienie przepisów zostało przeredagowane poprzez usunięcie fakultatywności z przepisu merytorycznego. Jednocześnie należy zauważyć, że możliwość wyznaczenia OPRO w pierwszej kolejności będzie uzależniona od sporządzonych map potencjału OZE, stąd nie każde województwo może zostać zobowiązane do sporządzenia planów obszarów OZE dla danej technologii.
524.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	Art. 160g ustawy o OZE w zaproponowanym brzmieniu, zakłada, że organy samorządu województwa mają jedynie możliwość, a nie obowiązek sporządzenia planów obszarów OZE. W ocenie Izby sporządzenie planu obszaru OZE powinno mieć charakter obligatoryjny a nie fakultatywny. W przeciwnym przypadku skuteczność zaproponowanej regulacji zostanie znacząco obniżona. Należy zwrócić uwagę, że przepis ten stoi w sprzeczności z art. 15 Projektu, który wprowadza obowiązek sporządzenia przez organy samorządu województwa planów	Art. 160 g 1. Organy samorządu województwa sporządzają plany obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawianego źródła energii, zwane dalej „planami obszarów OZE” dla obszaru województwa. 2. Sejmik województwa podejmuje uchwałę o przystąpieniu do sporządzenia planów obszarów OZE.	Uwaga wyjaśniona Brzmienie przepisów zostało przeredagowane poprzez usunięcie fakultatywności z przepisu merytorycznego. Jednocześnie należy zauważyć, że możliwość wyznaczenia OPRO w pierwszej kolejności będzie uzależniona od sporządzonych map potencjału OZE, stąd nie każde województwo może zostać zobowiązane do sporządzenia planów obszarów OZE dla danej technologii.

			obszarów OZE do dnia 21 lutego 2026 r. Izba pozytywnie ocenia określenie sporządzenia planów obszarów OZE jako działanie obowiązkowe, zakreślone terminem na jego wykonanie. Niemniej jednak zestawienie ze sobą obu przepisów, w obecnym brzmieniu powoduje rozbieżność interpretacyjną, która powinna zostać usunięta. Izba stoi na stanowisku, że obowiązek sporządzenia planu obszaru OZE przez organy samorządu województwa powinien mieć charakter obligatoryjny. W konsekwencji Izba postuluje zmianę brzmienia proponowanego art. 160g ustawy o OZE zgodnie z przedstawioną treścią oraz pozostawienie art. 15 projektu nowelizacji.		
525.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polski Komitet Energii Elektrycznej	1. W dodawanym art. 160g w ustawie oze wskazano, że „<i>Organy samorządu województwa mogą sporządzać plany obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawianego źródła energii, zwane dalej „planami obszarów OZE” dla obszaru województwa</i>” oraz że „<i>Sejmik województwa może podjąć uchwałę o przystąpieniu do sporządzenia planów obszarów OZE</i>”. Wprowadzając regulację o charakterze fakultatywnym projektodawca musi liczyć się z możliwością, że żadne z województw nie zdecyduje się na przyjęcie tego planu, a tym samym obowiązek wyznaczenia obszaru przyspieszonego rozwoju co najmniej dla jednego rodzaju oze do dnia 21 lutego 2026 r. nie zostanie zrealizowany. Wskazać również należy, że przepis materialny jest sprzeczny w tym zakresie z przepisem przejściowym (art. 15 projektu ustawy), ponieważ przepis materialny wprowadza regulację o charakterze fakultatywnym, a przepis przejściowy		Uwaga wyjaśniona Brzmienie przepisów zostało przededagowane poprzez usunięcie fakultatywności z przepisu merytorycznego. Jednocześnie należy zauważyć, że możliwość wyznaczenia OPRO w pierwszej kolejności będzie uzależniona od sporządzonych map potencjału OZE, stąd nie każde województwo może zostać zobowiązane do sporządzenia planów obszarów OZE dla danej technologii. Projekt został uzupełniony o przepis określający wymagania osób, które sporządzają plan OPRO. Z kolei procedura określania OPRO na obszarach morskich nie zostanie uzupełniona w projekcie, gdyż projektodawca nie przewiduje takiego rozwiązania.

			stanowi o sporządzeniu po raz pierwszy planów obszarów OZE przez organy województw, co prowadzi do wniosku, że miałyby je przygotować wszystkie województwa. 2. W projekcie ustawy brak regulacji określających wymagania osób, które sporządzają taki plan, jak ma to miejsce w art. 5 ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. 3. Art. 160g stanowi o wyznaczaniu obszarów przyspieszonego rozwoju oze przez organy samorządu województwa. W ust. 6 tego przepisu wskazano, że „Minister właściwy do spraw klimatu w uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa określi, w drodze rozporządzenia, sposób przygotowania projektu planu obszarów OZE w części tekstowej i graficznej”. Wątpliwości w zakresie wyznaczania tych obszarów budzi brak zaangażowania ministra właściwego do spraw gospodarki morskiej oraz właściwych terytorialnie dyrektorów urzędów morskich, którzy są odpowiednimi podmiotami w zakresie tematyki dotyczącej obszarów morskich – w tym kontekście wyłącznej strefy ekonomicznej, na której to mogą być lokalizowane MFW. Przedstawiona przez projektodawcę regulacja w tym zakresie skupia się wyłącznie na części lądowej, mimo że mapa potencjału ma również obejmować energię wiatru na morzu.		
526.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ustawy	Instytut Reform	Opcjonalne rozwiązanie do rozpatrzenia przez Ministerstwo:	Przepisy dotyczące skróconej procedury wydawania zezwoleń określone mają	Uwaga wyjaśniona

	z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii		Marszałek województwa wyznacza OPRO dla całego województwa, dając sygnał, gdzie realizacja inwestycji w OZE jest opłacalna pod kątem potencjału oraz nie stanowi zagrożenia dla środowiska, ale skrócona procedura wydawania zezwoleń (12 mies.) obowiązuje jedynie w gminach, które posiadają MPZP i zdecydowały się na wdrożenie OPRO wskazanych na poziomie wojewódzkim. W pozostałych przypadkach OPRO stanowiłoby wskazówkę dla gmin przed wdrożeniem MPZP.	<i>zastosowanie wyłącznie do jednostek samorządu terytorialnego, które zdecydowały się na wdrożenie obszarów przyspieszonego rozwoju odnawialnych źródeł energii na swoim terenie oraz posiadają obowiązujący miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego (MPZP) obejmujący te obszary. W przypadku braku miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub niewyznaczenia OPRO, do procedury wydawania zezwoleń stosuje się ogólne przepisy dotyczące realizacji inwestycji w zakresie odnawialnych źródeł energii.</i>	Projektowane rozwiązania stanowią jedynie pierwszy etap wdrażania OPRO w Polsce. Oznacza to, że na dalszych etapach rozwoju OPRO nie wyklucza się uwzględnienia nowych rozwiązań regulacyjnych, w tym możliwości wyznaczania takich obszarów na terenach innych, niż tylko te objęte właściwym MPZP. W przypadku wyznaczania terenów pod OPRO oparcie się o obowiązujące MPZP jest obecnie jedynym możliwym kierunkiem. Z samej idei OPRO wynika bowiem, że dedykowane im tereny muszą być gotowe do ich zaimplementowania, zaś biorąc pod uwagę kluczowy w tym przypadku aspekt planistyczny, warunek ten spełniają tylko te posiadające MPZP. Tym samym OPRO nie powinny być wyznaczane w sposób inny niż oparty na obowiązującym prawie miejscowym, tj. w oparciu o decyzje o warunkach zabudowy, których użyteczność będzie ponadto ograniczana czasowo, ustępując docelowo miejsca planom miejscowym, które będą z kolei obligatoryjne po całościowym wejściu w życie reformy planowania przestrzennego, planowanym na połowę 2026 r. Niemniej wskazaniem gdzie na terenie kraju występuje największy potencjał do lokalizowania instalacji OZE będą cyfrowe mapy potencjału, w oparciu o które będzie następować wyznaczanie OPRO.

527.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Wento Sp. z o.o.	W artykule 160g ust 1. występuje słowo „mogą”, które sugeruje charakter fakultatywny tego przepisu. Intencją ustawodawcy jest zaimplementowanie Dyrektywy RED III z obligatoryjnym terminem wdrożenia obszarów przyspieszonego rozwoju OZE do dnia 21 lutego 2026 r. Zostało to odzwierciedlone w Art. 15 Projektu ustawy poprzez użycie słowa „sporządzają” a nie „mogą sporządzić” i została ustalona konkretna data (21 lutego 2026 r.). Nie jest zatem właściwe użycie słowa „mogą” w art. 160 g, skoro finalnie ten artykuł ma charakter obligatoryjny.	Art. 160g. 1. Organy samorządu województwa ~~mogą sporządzać~~ sporządzają plany obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawianego źródła energii, zwane dalej „planami obszarów OZE” dla obszaru województwa.	Uwaga wyjaśniona Brzmienie przepisów zostało przeredagowane poprzez usunięcie fakultatywności z przepisu merytorycznego. Jednocześnie należy zauważyć, że możliwość wyznaczenia OPRO w pierwszej kolejności będzie uzależniona od sporządzonych map potencjału OZE, stąd nie każde województwo może zostać zobowiązane do sporządzenia planów obszarów OZE dla danej technologii.
528.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Stowarzyszenie Energii Odnawialnej	W projekcie ustawy wprowadzono pojęcie "plan obszarów OZE" jako skrót dla planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawianego źródła energii. Jako Stowarzyszenie stoimy na stanowisku, że tak ogólne określenie może prowadzić do deprecjonowania inwestycji realizowanych w standardowym trybie, sugerując, że są one mniej pożądane lub efektywne. Aby uniknąć tego ryzyka, sugerujemy zastosowanie nazewnictwa, które jednoznacznie wskazuje na przyspieszony charakter procedur w ramach OPRO. Skrót powinien wprost komunikować, że chodzi o mechanizm ułatwiający i przyspieszający rozwój OZE, a nie po prostu o obszary przeznaczone pod tego typu inwestycje. Precyzyjniejsze nazewnictwo pozwoli na lepszą czytelność przepisów oraz uniknie potencjalnych nieporozumień w interpretacji nowych regulacji oraz ich relacji do standardowego trybu realizacji inwestycji.		Uwaga kierunkowo uwzględniona Zmiana została naniesiona na projekt w sposób zgodny z propozycją.

529.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Fundacja Greenpeace Polska	W treści projektu ustawy w wymienionych artykułach stwierdza się, że samorządy województw “mogą” sporządzić plany obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawianego źródła energii, podczas gdy w artykule 15 przeczytać można o nałożeniu takiego obowiązku, o treści “Organy samorządu województwa sporządzają po raz pierwszy plany obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 160g ust. 1 ustawy zmienianej w art. 9 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, dla obszaru danego województwa w terminie do dnia 21 lutego 2026 r.”. Dla jasności przepisów i uniknięcia wątpliwości co do interpretacji stwierdzenia “mogą” w proponowanych artykule, wskazane byłoby zastąpienie tego wyrazu twierdzeniem o sporządzaniu takich planów i podejmowaniu uchwał.	Art. 160g. 1. Organy samorządu województwa sporządzają plany obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawianego źródła energii, zwane dalej „planami obszarów OZE” dla obszaru województwa. 2. Sejmik województwa podejmuje uchwałę o przystąpieniu do sporządzenia planów obszarów OZE.	Uwaga wyjaśniona Brzmienie przepisów zostało przeredagowane poprzez usunięcie fakultatywności z przepisu merytorycznego. Jednocześnie należy zauważyć, że możliwość wyznaczenia OPRO w pierwszej kolejności będzie uzależniona od sporządzonych map potencjału OZE, stąd nie każde województwo może zostać zobowiązane do sporządzenia planów obszarów OZE dla danej technologii.
530.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Fundacja Frank Bold	Konieczne doprecyzowanie jakie organy samorządu województwa projektodawca miał na myśli.	Zaproponowane brzmienie przepisu uniemożliwia całkowitą i rzetelną ocenę proponowanych rozwiązań. Przepis wymaga doprecyzowania zgodnie z zamiarem projektodawcy w celu wyeliminowania wątpliwości interpretacyjnych.	Uwaga kierunkowo uwzględniona Projektowane przepisy zostaną dostosowane w celu uniknięcia wskazanych wątpliwości.
531.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Z art. 15c ust. 1 dyrektywy RED III wynika obowiązek państw członkowskich do zapewnienia wyznaczenia przez właściwe organy OPRO do dnia 21 lutego 2026 r. W tym zakresie propozycje zawarte w projektowanym art. 160g ust. 1-3 ustawy o OZE pozostają niespójne z art. 15 projektu, bo stanowią iż organy samorządu województwa <u>moga sporządzać plany OPRO</u> , podczas gdy z art. 15 projektu wynika obowiązek sporządzenia planów do 21 lutego 2026 r. Państwa członkowskie powinny zadbać o ustanowienie przynajmniej jednego planu obszarów przyspieszonego rozwoju (a więc każdy	W celu zapewnienia zgodności z art. 15c ust. 1 dyrektywy RED III oraz poprawnego określenia kompetencji organów właściwych do przyjmowania planów OPRO, PIPC proponuje – jako kontynuację art. 160f ustawy o OZE i wzorem przepisów z ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym – następujące brzmienie przepisów: Art. 160g. 1. Obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii wyznaczone są w formie planu,	Uwaga wyjaśniona Brzmienie przepisów zostało przeredagowane poprzez usunięcie fakultatywności z przepisu merytorycznego. Jednocześnie należy zauważyć, że możliwość wyznaczenia OPRO w pierwszej kolejności będzie uzależniona od sporządzonych map potencjału OZE, stąd nie każde województwo może zostać zobowiązane do sporządzenia planów obszarów OZE dla danej technologii.

		kolejny plan mógłby być traktowany nieobowiązkowo). W naszej ocenie art. 160g ust. 1 – 3 ustawy o OZE są wadliwie napisane, ponieważ stanowią że organy samorządu mogą sporządzać plany OPRO, co oznaczałoby, że nie są jedynymi organami posiadającymi kompetencje w tym zakresie. Tymczasem przepisy te powinny zawierać normy kompetencyjne, a więc upoważnienie do ważnego dokonania określonej czynności przez określony podmiot kompetentny. Norma taka nie nakłada obowiązków – te pojawiają się, gdy obok normy kompetencyjnej ustawodawca ustanowi jakieś inne normy związane z tą kompetencją. I taką inną normą jest właśnie art. 15 projektu – obowiązek sporządzenia planu lub planów OPRO. Jednocześnie ust. 1 i 3 dublują się, w zakresie w jakim mówią o sporządzaniu planu dla województwa (ust. 1) oraz w granicach administracyjnych województwa (ust. 3). W ocenie PIPC art. 15c dyrektywy RED III należy rozumieć w ten sposób, że każdy właściwy organ wyznaczony przez państwo członkowskie jest zobowiązany do przyjęcia przynajmniej jednego planu. Jeśli zatem projekt UD162 wyznacza 16 organów samorządu województwa, to powinno powstać przynajmniej 16 planów w Polsce. Takie wnioski potwierdzałby też art. 15 projektu. Tymczasem ze str. 49 uzasadnienia wynika, że zgodnie z dyrektywą RED III, przynajmniej jeden obszar przyspieszonego rozwoju powinien zostać wyznaczony do 21 lutego 2026 r. Nie jest więc jasne ile planów i w jakim zakresie miałyby w praktyce zostać przyjęte. Niejasność tę pogłębia brak korelacji projektu z uzasadnieniem. O ile bowiem projekt ustawy mówi szeroko o instalacjach	zwanego dalej „planem rozwoju OZE”, sporządzanego przez organy samorządu województwa dla obszarów znajdujących się w granicach administracyjnych danego województwa. 2. Przed sporządzeniem planu rozwoju OZE sejmik województwa podejmuje uchwałę o przystąpieniu do sporządzenia planu obszarów OZE. PIPC proponuje zastąpienie skrótu „plan obszarów OZE” skrótem „plan rozwoju OZE” i jednolite stosowanie tego pojęcia w liczbie pojedynczej w kolejnych przepisach. Każdorazowo będzie uchwalany jeden plan dla jednego rodzaju OZE. Jednocześnie PIPC prosi o wyjaśnienie, lub względnie o doprecyzowanie przepisów, czy: 1) każdy samorząd województwa będzie zobowiązany do przyjęcia co najmniej jednego planu OPRO do 21 lutego 2026 r. 2) czy ustawodawca zakłada, że OPRO będą wyznaczane tylko dla instalacji wytwarzających energię z wiatru lub ze słońca? PIPC postuluje, by organy samorządu województwa były zobowiązane do przyjęcia OPRO dla wszystkich rodzajów OZE, które zostały zmapowane przez Ministerstwo w granicach administracyjnych danego województwa, zgodnie z podziałem uwzględniającym także instalacje do wytwarzaniu biometanu, wodoru odnawialnego, wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego oraz biowodoru.	Jednocześnie przedmiotowe przepisy zostały dostosowane w celu uniknięcia wskazanych wątpliwości interpretacyjnych. OPRO zgodnie z zaproponowanym brzmieniem przepisów mają być wyznaczane wyłącznie na obszarach stanowiących podzbiór obszarów zmapowanych, a jednocześnie na terenach, które objęte są MPZP umożliwiającym lokalizowanie danego rodzaju OZE. Ma to zapewnić m.in. systemowe uporządkowanie lokalizowania OZE, wskazując jako priorytetowe te lokalizacje, które zgodnie z określonym już przeznaczeniem, umożliwiają prowadzenie takich przedsięwzięć. Powyższe nie oznacza jednak, że na wszystkich terenach objętych ww. MPZP będzie możliwość wyznaczania OPRO, gdyż to zależne będzie od większej liczby czynników. Jednocześnie na dalszych etapach rozwoju OPRO nie wyklucza się uwzględnienia możliwości wyznaczania takich obszarów na terenach innych, niż tylko te objęte właściwym MPZP. Nie sposób także zobligować właściwe podmioty do wyznaczania OPRO dla wszystkich technologii, ponieważ możliwość ich wyznaczenia będzie zależna od szeregu czynników, takich jak występowanie obszarów potencjału OZE dla danego rodzaju OZE na terenie danego województwa czy spełnienie wymaganych przepisami kryteriów.

			OZE, o tyle w uzasadnieniu na str. 21 wskazano: „Projektowane przepisy jednocześnie realizują kamienie milowe określone w ramach reformy G3.1.1 Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania odporności (KPO). Pierwszy z nich zakłada opracowanie <u>mapy potencjału dla instalacji PV oraz instalacji wiatrowych na lądzie</u> (kamień milowy G1L), z kolei drugi wypracowanie ram prawnych dla wyznaczania <u>obszarów akceleracji dla instalacji fotowoltaicznych i instalacji wiatrowych na lądzie</u> (kamień milowy G2L).”. Czy oznacza to, że nie będzie konieczne przyjmowanie OPRO dla wszystkich typów OZE, a jedynie energii z wiatru lub PV? W ocenie PIPC powinien być zobowiązany do przyjęcia OPRO dla wszystkich rodzajów OZE tam, gdzie jest to możliwe zgodnie z przygotowanymi przez ministerstwo mapami potencjału OZE (zgodnie z podziałem który uwzględnia także biometan i wodór).		Należy także wskazać, że w pierwszym etapie mapowania nie zostaną wzięte pod uwagę dodatkowe nośniki energii, takie jak np. wodór. Niemniej ich ujęcie zostanie wzięte pod uwagę przy ewentualnych aktualizacjach map potencjału.
532.	Art. 9 pkt 4 – dot. 160g ust. 1 i 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Fundacja Frank Bold	Występuje niespójność między wskazanymi przepisami, nie jest bowiem jasne na gruncie przywołanych przepisów, czy sejmik może czy musi sporządzić na terenie województwa przynajmniej 1 plan obszarów OZE. Konieczne przesądzenie, czy samorządy województw muszą czy mogą przystępować do sporządzania i sporządzać plany obszarów OZE.	Przepisy muszą być ujednolicone wskazując na obowiązek przystąpienia do sporządzania obszarów OZE. Zaproponowane brzmienie przepisu uniemożliwia całkowitą i rzetelną ocenę proponowanych rozwiązań. Przepis wymaga doprecyzowania zgodnie z zamiarem projektodawcy w celu wyeliminowania wątpliwości interpretacyjnych.	Uwaga wyjaśniona Brzmienie przepisów zostało przeredagowane poprzez usunięcie fakultatywności z przepisu merytorycznego. Jednocześnie należy zauważyć, że możliwość wyznaczenia OPRO w pierwszej kolejności będzie uzależniona od sporządzonych map potencjału OZE, stąd nie każde województwo może zostać zobowiązane do sporządzenia planów obszarów OZE dla danej technologii.
533.	Art. 9 pkt 4 – dot. 160g ust. 1 - 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o	GK ORLEN	Z art. 15c ust. 1 dyrektywy RED III wynika obowiązek państw członkowskich do zapewnienia wyznaczenia przez właściwe organy OPRO do dnia 21 lutego 2026 r. W tym zakresie propozycje zawarte w	W celu zapewnienia zgodności z art. 15c ust. 1 dyrektywy RED III oraz poprawnego określenia kompetencji organów właściwych do przyjmowania planów OPRO, proponujemy – jako kontynuację	Uwaga wyjaśniona Brzmienie przepisów zostało przeredagowane poprzez usunięcie fakultatywności z przepisu

	odnawialnych źródłach energii		projektowanym art. 160g ust. 1-3 ustawy o OZE pozostają niespójne z art. 15 projektu, bo stanowią iż organy samorządu województwa <u>moga sporządzać plany OPRO</u>, podczas gdy z art. 15 projektu wynika obowiązek sporządzenia planów do 21 lutego 2026 r. Państwa członkowskie powinny zadbać o ustanowienie przynajmniej jednego planu obszarów przyspieszonego rozwoju (a więc każdy kolejny plan mógłby być traktowany nieobowiązkowo),. W naszej ocenie art. 160g ust. 1 – 3 ustawy o OZE są wadliwie napisane, bo stanowią że organy samorządu mogą sporządzać plany OPRO, co oznaczałoby, że nie są jedynymi organami posiadającymi kompetencje w tym zakresie. Tymczasem przepisy te powinny zawierać normy kompetencyjne, a więc upoważnienie do ważnego dokonania określonej czynności przez określony podmiot kompetentny. Norma taka nie nakłada obowiązków – te pojawiają się, gdy obok normy kompetencyjnej ustawodawca ustanowi jakieś inne normy związane z tą kompetencją. I taką inną normą jest właśnie art. 15 projektu – obowiązek sporządzenia planu lub planów OPRO. Jednocześnie ust. 1 i 3 dublują się, w zakresie w jakim mówią o sporządzaniu planu dla województwa (ust. 1) oraz w granicach administracyjnych województwa (ust. 3). W naszej ocenie art. 15c dyrektywy RED III należy rozumieć w ten sposób, że każdy właściwy organ wyznaczony przez państwo członkowskie jest zobowiązany do przyjęcia przynajmniej jednego planu. Jeśli zatem projekt UD162 wyznacza 16 organów samorządu województwa, to powinno powstać przynajmniej 16 planów	art. 160f ustawy o OZE i wzorem przepisów z ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym – następujące brzmienie przepisów: Art. 160g. 1. Obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii wyznaczone są w formie planu, zwanego dalej „planem rozwoju OZE”, sporządzanego przez organy samorządu województwa dla obszarów znajdujących się w granicach administracyjnych danego województwa. 2. Przed sporządzeniem planu rozwoju OZE sejmik województwa podejmuje uchwałę o przystąpieniu do sporządzenia planu obszarów OZE. Proponujemy zastąpienie skrótu „plan obszarów OZE” skrótem „plan rozwoju OZE” i jednolite stosowanie tego pojęcia w liczbie pojedynczej w kolejnych przepisach. Każdorazowo będzie uchwalany jeden plan dla jednego rodzaju OZE. Jednocześnie prosimy o wyjaśnienie, względnie o doprecyzowanie przepisów, czy: 1) każdy samorząd województwa będzie zobowiązany do przyjęcia co najmniej jednego planu OPRO do 21 lutego 2026 r. 2) czy ustawodawca zakłada, że OPRO będą wyznaczane tylko dla instalacji wytwarzających energię z wiatru lub ze słońca? Postulujemy, by organy samorządu województwa były zobowiązane do przyjęcia OPRO dla wszystkich rodzajów	merytorycznego. Jednocześnie należy zauważyć, że możliwość wyznaczenia OPRO w pierwszej kolejności będzie uzależniona od sporządzonych map potencjału OZE, stąd nie każde województwo może zostać zobowiązane do sporządzenia planów obszarów OZE dla danej technologii. OPRO zgodnie z zaproponowanym brzmieniem przepisów mają być wyznaczane wyłącznie na obszarach stanowiących podzbiór obszarów zmapowanych, a jednocześnie na terenach, które objęte są MPZP umożliwiającym lokalizowanie danego rodzaju OZE. Ma to zapewnić m.in. systemowe uporządkowanie lokalizowania OZE, wskazując jako priorytetowe te lokalizacje, które zgodnie z określonym już przeznaczeniem, umożliwiają prowadzenie takich przedsięwzięć. Powyższe nie oznacza jednak, że na wszystkich terenach objętych ww. MPZP będzie możliwość wyznaczania OPRO, gdyż to zależne będzie od większej liczby czynników. Jednocześnie na dalszych etapach rozwoju OPRO nie wyklucza się uwzględnienia możliwości wyznaczania takich obszarów na terenach innych, niż tylko te objęte właściwym MPZP. Nie sposób także zobligować właściwe podmioty do wyznaczania OPRO dla wszystkich technologii, ponieważ możliwość ich wyznaczenia będzie zależna od szeregu czynników, takich jak występowanie obszarów potencjału OZE dla danego rodzaju OZE na terenie danego województwa

			w Polsce. Takie wnioski potwierdzałyby też art. 15 projektu. Tymczasem ze str. 49 uzasadnienia wynika, że zgodnie z dyrektywą RED III, przynajmniej jeden obszar przyspieszonego rozwoju powinien zostać wyznaczony do 21 lutego 2026 r. Nie jest więc jasne ile planów i w jakim zakresie miałyby w praktyce zostać przyjęte. Niejasność tę pogłębia brak korelacji projektu z uzasadnieniem. O ile bowiem projekt ustawy mówi szeroko o instalacjach OZE, o tyle w uzasadnieniu na str. 21 wskazano: „Projektowane przepisy jednocześnie realizują kamienie milowe określone w ramach reformy G3.1.1 Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania odporności (KPO). Pierwszy z nich zakłada opracowanie <u>mapy potencjału dla instalacji PV oraz instalacji wiatrowych na lądzie</u> (kamień milowy G1L), z kolei drugi wypracowanie ram prawnych dla wyznaczania <u>obszarów akceleracji dla instalacji fotowoltaicznych i instalacji wiatrowych na lądzie</u> (kamień milowy G2L)”. Czy oznacza to, że nie będzie konieczne przyjmowanie OPRO dla wszystkich typów OZE, a jedynie energii z wiatru lub PV? W ocenie ORLEN S.A. samorząd powinien być zobowiązany do przyjęcia OPRO dla wszystkich rodzajów OZE tam, gdzie jest to możliwe zgodnie z przygotowanymi przez ministerstwo mapami potencjału OZE (zgodnie z podziałem który uwzględnia także biometan i wodór).	OZE, które zostały zmapowane przez Ministerstwo w granicach administracyjnych danego województwa, zgodnie z podziałem uwzględniającym także instalacje do wytwarzaniu biometanu, wodoru odnawialnego, wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego oraz biowodoru.	czy spełnienie wymaganych przepisami kryteriów. Należy także wskazać, że w pierwszym etapie mapowania nie zostaną wzięte pod uwagę dodatkowe nośniki energii, takie jak np. wodór. Niemniej ich ujęcie zostanie wzięte pod uwagę przy ewentualnych aktualizacjach map potencjału.
534.	Art. 9 pkt 4 – dot. 160g ust. 2 i art. 15 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Fundacja Greenpeace Polska	Wskazane przepisy wskazują na konieczność przystąpienia do sporządzenia „planów” obszarów przyspieszonego rozwoju OZE - nie jest jasne, czy użyta liczba mnoga słowa „planów” oznacza konieczność sporządzenia minimum 2 planów dla danego województwa.	Konieczne doprecyzowanie i albo użycie liczby pojedynczej „plan” albo – wskazanie „minimum dwóch planów” lub „planów dla każdej z technologii OZE”, lub w inny sposób wykluczenie niejasności.	Uwaga wyjaśniona W przypadku poszczególnych województw liczba planów może być różna, należy jednak przypuszczać, że w niektórych przypadkach będzie większa niż 1.

					Wskazane wątpliwości interpretacyjne przytaczanych przepisów zostały poddane analizie, na podstawie której dostosowano ich brzmienie.
535.	Art. 9 pkt 4 – dot. 160g ust. 2 i art. 15 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Fundacja Frank Bold	Wskazane przepisy wskazują na konieczność przystąpienia do sporządzenia i sporządzenia „planów” obszarów - nie jest jasne, czy użyta liczba mnoga słowa „planów” oznacza konieczność sporządzenia minimum 2 planów dla danego województwa.	Konieczne doprecyzowanie i albo użycie liczby pojedynczej „plan” albo – wskazanie „minimum dwóch planów” lub „planów dla każdej z technologii OZE”, lub w inny sposób wykluczenie niejasności.	Uwaga wyjaśniona W przypadku poszczególnych województw liczba planów może być różna, należy jednak przypuszczać, że w niektórych przypadkach będzie większa niż 1. Wskazane wątpliwości interpretacyjne przytaczanych przepisów zostały poddane analizie, na podstawie której dostosowano ich brzmienie.
536.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ust. 2, 3 i 4 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Fundacja Frank Bold	W podanych przepisach występują zarówno „plan” jak i „plany”. Wskazane jest ujednolicenie. 2. Sejmik województwa może podjąć uchwałę o przystąpieniu do sporządzenia planu obszarów OZE. 3. Plan obszarów OZE sporządza się dla obszarów znajdujących się w granicach administracyjnych województwa. 4. Plan obszarów OZE sporządza się oddzielnie dla danego rodzaju odnawialnego źródła energii.”		Uwaga wyjaśniona W przypadku poszczególnych województw liczba planów może być różna, należy więc przypuszczać, że w niektórych przypadkach może to być jeden plan, a w innych ta liczba może być większa niż 1. Wskazane wątpliwości interpretacyjne przytaczanych przepisów zostały poddane analizie, na podstawie której dostosowano ich brzmienie.
537.	Art. 9 pkt 4 – dot. 160g ust. 4 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Stowarzyszenie Energii Odnawialnej	Sporządzanie planów dedykowanych dla danego rodzaju OZE może prowadzić do wątpliwości w jaki sposób należy prowadzić procedury wydawania pozwoleń dla projektów hybrydowych (jeżeli jeden z rodzajów OZE nie ma uchwalonego planu). Plan powinien uwzględniać tego typu projekty, w szczególności, że stają się normą w obecnych warunkach rynkowych.		Uwaga wyjaśniona Plany obszarów OZE nie określają procedury wydawania pozwoleń dla konkretnych instalacji OZE. W planie obszarów OZE określa się jedynie m.in. rodzaj odnawialnego źródła energii, dla którego jest on sporządzany oraz obszary i powierzchnie, które uznaje się za obszary przyspieszonego

			Należy albo dopuścić możliwość uwzględnienia w ramach jednego planu obszaru OZE kilku rodzajów odnawialnych źródeł energii, albo wyraźnie dopuścić możliwość jednoczesnego obowiązywania na jednym obszarze kilku planów OZE dla poszczególnych źródeł OZE, tak by w ramach jednej inwestycji było możliwe wykorzystanie kilku źródeł energii odnawialnej.		rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii. Przepisy projektu ustawy dopuszczają (nie zakazując) możliwość jednoczesnego obowiązywania na jednym obszarze kilku planów OZE dla poszczególnych źródeł OZE, co powinno umożliwiać zastosowanie projektów hybrydowych. Jednocześnie warto podkreślić, że jeżeli plan obszaru OZE miałby być wspólny dla wszystkich rodzajów instalacji OZE to i tak nie zostanie on przyjęty, dopóki ostatni rozważany rodzaj instalacji OZE nie zostanie określony w planie. Innymi słowy, sporządzenie jednego planu obszaru OZE dla wszystkich rodzajów instalacji OZE nie przyspieszy procesu, a wręcz przeciwnie, może go spowolnić wobec rodzajów instalacji OZE, które zostały już określone. Dlatego w opinii projektodawcy lepszym rozwiązaniem będzie pozostawienie projektowanych przepisów w dotychczasowym kształcie.
538.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ust. 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Zachodniopomorskiego	Uwaga dotyczy formy zapisu oraz ewentualnego, albo raczej koniecznego rozszerzenia zawartości załącznika graficznego o zasadniczy przedmiot planu czyli obszary i powierzchnie przyspieszonego rozwoju OZE.	Art. 160g. ust. 5. W planie obszarów OZE określa się: ... 5) na załączniku graficznym granice obszarów objętych opracowaniem planu obszarów OZE lub raczej 5) na załączniku graficznym granice obszarów objętych opracowaniem planu obszarów OZE oraz granice obszarów i powierzchni, o których mowa w pkt 2.	Uwaga kierunkowo uwzględniona Przepis dotyczący przedmiotowej materii został dostosowany.
539.	Art. 9 pkt 4 – dot. 160g ust. 5 ustawy z dnia 20	PSE S.A.	OSP dla potrzeb uzgadniania planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii	Uwaga ogólna	Uwaga wyjaśniona

	lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii		(dalej jako „OPRO”), powinien otrzymać dane umożliwiające weryfikację dokumentów pod kątem potencjału rozwoju mocy źródeł wytwórczych, w kontekście bieżącej dostępnej mocy przyłączeniowej, jak również jej wzrostu w przyszłości. W szczególności w odniesieniu do każdego OPRO powinny zostać wyszczególnione charakterystyczne informacje i parametry, co najmniej takie jak: • przewidywane sumaryczne moce instalacji OZE lub zestawienie indywidualnych instalacji OZE, planowane na danym obszarze OPRO; • charakterystyczne parametry magazynów energii elektrycznej (moc pobierana/oddawana z/do sieci, pojemność) w przypadku powstania na obszarze OPRO instalacji OZE wraz z wchodzącym w jej skład magazynem energii elektrycznej (proponowana definicja OPRO dopuszcza powstawanie takich magazynów na ich terenie); • harmonogram realizacji inwestycji OZE, a w przypadku jego braku przewidywany horyzont czasowy powstania źródeł na danym obszarze. Proponujemy uzupełnienie projektu ustawy o szczegółowe wytyczne co do informacji, które powinny zostać zawarte w OPRO. Tak, aby OSP lub inne podmioty, z którymi OPRO podlegają uzgodnieniom zgodnie z projektowanym art. 160h ust. 2, mogły skutecznie zrealizować obowiązki w zakresie opiniowania oraz uzgadniania.		Wskazane w uwadze informacje, które powinny się znaleźć w planie obszarów OZE (sumaryczne moce instalacji OZE lub zestawienie indywidualnych instalacji OZE, charakterystyczne parametry magazynów energii elektrycznej, harmonogram realizacji inwestycji OZE) dotyczą realizacji konkretnych inwestycji w instalacje OZE, czyli zagadnień, które nie są regulowane w planach obszarów OZE. W planie obszarów OZE określa się jedynie m.in. rodzaj odnawialnego źródła energii dla którego jest on sporządzany oraz obszary i powierzchnie, które uznaje się za obszary przyspieszonego rozwoju instalacji OZE. Decyzja o realizacji konkretnej inwestycji należy do inwestora.

			W uwadze nie zamieszczono konkretnej propozycji przepisu, gdyż wymaga on kompleksowego podejścia, ale zaproponowano wytyczne do uwzględnienia w projektowanym art. 160g ust. 5 lub w innej jednostce redakcyjnej.		
540.	Art. 9 pkt 4 – dot. Rozdział 7b, art. 160 g ust 5 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Śląskiego	Proponujemy rozszerzenie kategorii obszarów wyłączonych z możliwości określania obszarów i powierzchni przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii o krajobrazy priorytetowe wskazane w audycie krajobrazowym sporządzanym na podstawie art. 38a ust. 1 ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (t.j. Dz. U. z 2024 r. poz. 1130 z późn. zm.). Zgodnie z definicją zawartą w art. 2 pkt. 16f krajobraz priorytetowy to krajobraz szczególnie cenny dla społeczeństwa ze względu na swoje wartości przyrodnicze, kulturowe, historyczne, architektoniczne, urbanistyczne, ruralistyczne lub estetyczno-widokowe, i jako taki wymagający zachowania lub określenia zasad i warunków jego kształtowania. Dlatego proponujemy dodanie w art. 160g ust 5 pkt 2 litery c.	lit. c) wyłączając możliwość określenia tych obszarów i powierzchni na terenie krajobrazów priorytetowych wskazanych w audycie krajobrazowym, sporządzanym na podstawie art. 38a ust. 1 ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2024 r. poz.1130, 1907 i 1940)	Uwaga kierunkowo uwzględniona Przepis dotyczący przedmiotowej materii został wprowadzony do projektu.
541.	Art. 9 pkt 4 – dot. 160g ust. 5 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Zgodnie z art. 160g ust. 5 pkt 2 ustawy o OZE wyznaczanie OPRO określa się w porozumieniu z (...) przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii. PIPC postuluje aby do katalogu przedsiębiorstw energetycznych o których mowa w przepisie dodać przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się magazynowaniem paliw lub energii . W przypadku pominięcia w zapisie przepisu przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się magazynowaniem paliw lub energii będzie rodzić negatywne konsekwencje dla przemysłu i gospodarki,	Uzupełnienie art. 160g ust. 5 pkt. 2. o: „2) obszary i powierzchnie, które uznaje się za obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii – w porozumieniu z właściwym regionalnym dyrektorem ochrony środowiska oraz z przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw lub energii”.	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu, który dotyczy określenia ram prawnych dla wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz powiązanej z nimi infrastruktury magazynowej. Zgodnie z art. 15e dyrektywy RED III dla uproszczonego lokalizowania samodzielnych magazynów energii dedykowane są obszary dla infrastruktury sieci i magazynowania

			zwłaszcza jeśli obszar OZE będzie znajdował się w pobliżu obiektów, w których magazynowane są paliwa.		niezbędnej do włączenia energii odnawialnej do systemu elektroenergetycznego, które Państwa Członkowskie mogą wyznaczyć. Wdrożenie powyższych rozwiązań jest przedmiotem analiz MKiŚ.
542.	Art. 9 pkt 4 - art. 160g ust. 5 pkt. 2 lit. a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Podlaskiego	Niejasne pojęcie „teren przekształcony”. Nie wiadomo czy pojęcie to dotyczy wyłącznie terenów przemysłowych i zdegradowanych czy także obejmuje obszary użytkowane gospodarczo.		Uwaga kierunkowo uwzględniona Wyjaśnienie znaczenia zwrotu „teren przekształcony” zawarte jest w samym przepisie i oznacza każdy obszar zmieniony antropogenicznie, w szczególności tereny przemysłowe i przemysłowe, zabudowane, zdegradowane nienadające się do wykorzystania w rolnictwie, sztuczne zbiorniki wodne oraz obszary infrastruktury technicznej lub transportowej, niemniej z uwagi na fakt, że nie zmienia to merytorycznie brzmienia przepisów, zostały one dostosowane, tak aby uniknąć ewentualnych wątpliwości.
543.	Art. 9 pkt 4 – dot. 160g ust. 5 pkt 2 lit. a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Fundacja Frank Bold	Użycie zwrotu „w pierwszej kolejności” nie jest jasne: czy chodzi o to, że w terminie wskazanym w art. 15 projektu ustawy należy wprowadzić plany dla obszarów uwzględniających tereny zdegradowane czy też że w razie dużej liczby terenów na których mogą być tworzone OPRO w pierwszej kolejności należy brać tereny zdegradowane i nienaturalne. Nie jest jasne, czy określenie „wyznaczając (...) lokalizację” oznacza, że plan powinien określać tę lokalizację z dokładnością co do działki ewidencyjnej? Wskazane doprecyzowanie co oznaczają „główne szlaki migracyjne ptaków i ssaków morskich” gdyż to pojęcie nie ma definicji prawnej. Konieczne także dodanie uwzględniania szlaków migracyjnych	Zaproponowane brzmienie przepisu uniemożliwia całkowitą i rzetelną ocenę proponowanych rozwiązań. Przepis wymaga doprecyzowania zgodnie z zamiarem projektodawcy w celu wyeliminowania wątpliwości interpretacyjnych. Zaproponowane brzmienie przepisu uniemożliwia całkowitą i rzetelną ocenę proponowanych rozwiązań. Przepis wymaga doprecyzowania zgodnie z zamiarem projektodawcy w celu wyeliminowania wątpliwości interpretacyjnych. Jedno z możliwych rozwiązań to zastąpienie obecnego brzmienia następującym:	Uwaga uwzględniona częściowo W zwrocie „ssaków morskich” wyraz „morskich” zostanie usunięty, bowiem szlaki migracyjne mogą dotyczyć również ssaków lądowych. Obecnie brak jest aktu prawnego czy dokumentu wskazującego dokładnie główne szlaki migracyjne w Polsce. Samo wprowadzenie ogólnej definicji niewiele w tym zakresie zmieni. Przykładowo, ustawa z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody posługuje się definicją korytarza ekologicznego stanowiącego obszar umożliwiający migrację roślin, zwierząt lub grzybów. Przykładowa mapa przebiegu korytarzy

			ssaków lądowych, które mogą być zaburzone przez np. ogrodzenia farm PV.”.	„a) „wyznaczając granice obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji OZE obejmujące w szczególności takie tereny przekształcone jak tereny przemysłowe i poprzemysłowe, zabudowane, zdegradowane, nienadające się do wykorzystania w rolnictwie, sztuczne zbiorniki wodne oraz obszary infrastruktury technicznej lub transportowej.”. Propozycja może być zrealizowana co najmniej na dwa sposoby. Po pierwsze można określić definicję szlaków migracyjnych ptaków, ssaków morskich i lądowych” po drugie możliwe jest aby kwestia ta była poddawana ocenie przez RDOŚ w toku uzgadniania projektu planu obszaru OZE. Nie wiedząc jaka była intencja prawodawcy nie jest możliwe konstruktywne zaproponowanie nowego brzmienia przepisu.	ekologicznych w Polsce opracowana została przez Zakład Badania Ssaków PAN w Białowieży (obecnie Instytut Biologii Ssaków) pod kierownictwem prof. dr. hab. Włodzimierza Jędrzejewskiego. Sformułowanie „wyznaczenie lokalizacji” nie wymaga doprecyzowania i oznacza tereny na których mogą być realizowane inwestycje w instalacje OZE. Sformułowanie „w pierwszej kolejności” zostało zastąpione słowem „priorytetowo”, zgodnie z art. 15c ust. 1 pkt 1 lit a (i) dyrektywy RED III, który wskazuje, że priorytetowo traktuje się powierzchnie sztuczne, takie jak dachy i elewacje budynków, obszary infrastruktury transportowej i ich bezpośrednie otoczenie, parkingi, gospodarstwa, składowiska odpadów, tereny przemysłowe, kopalnie, sztuczne zbiorniki wód śródlądowych, sztuczne jeziora lub sztuczne rezerwuary oraz, w stosownych przypadkach, oczyszczalnie ścieków komunalnych, a także tereny zdegradowane nienadające się do wykorzystania w rolnictwie. Oznacza to, że w przypadku dużej liczby terenów na których mogą być tworzone OPRO, w pierwszej kolejności należy brać pod uwagę tereny zdegradowane i nienaturalne.
544.	Art. 9 pkt 4 – dot. 160g ust. 5 pkt 2 lit. a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Stowarzyszenie Energii Odnawialnej	Wymienione rodzaje terenów przekształconych to w przeważającej większości tereny bez MPZP, rzadko wybierane przez branżę OZE, ze względu na wysoki koszt pozyskania terenu i dostosowania do możliwości lokowania instalacji OZE. Podane typy terenów		Uwaga wyjaśniona Projektowane rozwiązania stanowią jedynie pierwszy etap wdrażania OPRO w Polsce. Oznacza to, że na dalszych etapach rozwoju OPRO nie wyklucza się uwzględnienia

			zazwyczaj położone są bliżej istniejącej zabudowy, bardzo często w miastach. Zasadne jest ich rewitalizowanie, renaturyzowanie, czy po prostu wymiana obiektów o wysokim stopniu zużycia technicznego na nowe, być może o nowej funkcji. Nie są to jednak tereny atrakcyjne z punktu widzenia branży OZE, która zazwyczaj lokalizuje inwestycje na obszarach peryferyjnych, zasobnych w otwarte przestrzenie oraz znacznie oddalonych od istniejącej zabudowy. Wyznaczanie obszarów OPRO w pierwszej kolejności na podanych terenach jest zrozumiałe z punktu widzenia potrzeby ich ponownego wykorzystania, jednak ich przydatność dla branży OZE należy uznać za marginalną.		możliwości wyznaczania takich obszarów na terenach innych, niż tylko te objęte właściwym MPZP. Warto jednak zauważyć, że rozmieszczenie inwestycji OZE nie powinno mieć miejsca na podstawie dokumentów, które nie są należycie skonsultowane społecznie, zaś miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego stanowi gwarancję ładu przestrzennego w gminie. Obecna aksjologia ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym wskazuje jako stan pożądany posiadanie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego przez gminę. Projektowane przepisy mogą zatem wręcz przyczynić się do szybszego uchwalania miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego w gminach. W przypadku wyznaczania terenów pod OPRO oparcie się o obowiązujące MPZP jest obecnie jedynym możliwym kierunkiem. Z samej idei OPRO wynika bowiem, że dedykowane im tereny muszą być gotowe do ich zaimplementowania, zaś biorąc pod uwagę kluczowy w tym przypadku aspekt planistyczny, warunek ten spełniają tylko te posiadające MPZP. Tym samym OPRO nie powinny być wyznaczane w sposób inny niż oparty na obowiązującym prawie miejscowym, tj. w oparciu o decyzje o warunkach zabudowy, których użyteczność będzie ponadto ograniczana czasowo, ustępując docelowo miejsca planom miejscowym, które będą z kolei

					obligatoryjne po całościowym wejściu w życie reformy planowania przestrzennego, planowanym na połowę 2026 r.
545.	Art. 9 pkt 4 – dot. 160g ust. 5 pkt 2 lit. b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Stowarzyszenie Wspierania Inwestycji Przyjaznych PTAcem	Samo wskazanie w ustawie wyłączenia możliwości określenia obszarów przyspieszonego rozwoju oze na głównych szlakach migracyjnych ptaków jest niewystarczające ze względów formalnych oraz z uwagi na użytą nomenklaturę. Szlaki migracji ptaków (ani główne, ani te o znaczeniu międzynarodowym czy regionalnym) nie są bowiem wyznaczone formalnie, opisane lub zdefiniowane przestrzennie co w jakiegokolwiek formie co uniemożliwia precyzyjne ale także orientacyjne określenie ich lokalizacji. Oznacza to de facto, że w trakcie próby wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju OZE ich obecność oraz zasięg przestrzenny będą interpretowane w różny sposób a brak zachowania spójności może spowodować rażące różnice w zakresie ich identyfikacji i wzięcia pod uwagę na potrzeby wyznaczenia obszarów OZE. Istnieje więc pilna potrzeba: - zdefiniowania korytarzy ekologicznych i szlaków migracyjnych aby pojęcia te były interpretowane w taki sam - ustalenia i ujednolicenia metodyki wyznaczenia przestrzennego korytarzy ekologicznych/szlaków migracyjnych ptaków w sposób wiążący Za Pchątek i inn. 2011 (Ochrona Korytarzy Ekologicznych – koncepcja zmian legislacyjnych) na potrzeby ustawy jak i dokumentu: Specyfikacja techniczna dla opracowania mapowania na potrzeby wprowadzania energii odnawialnej na terytorium Polski w celu określenia dostępności energii ze źródeł odnawialnych oraz potencjału produkcji energii odnawialnej w	Art. 160g. 5. 2) b) wyłączając możliwość określenia tych obszarów i powierzchni na obszarach form ochrony przyrody, o których mowa w art. 6 ust. 1 pkt 1-9 ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody (Dz. U. z 2024 r. poz. 1478 i 1940) oraz korytarzy ekologicznych umożliwiających migrację i dyspersję ptaków, oraz korytarzy ekologicznych ssaków morskich, za wyjątkiem sztucznych i zabudowanych powierzchni znajdujących się na tych obszarach, w tym dachach, parkingach oraz obszarach infrastruktury transportowej; Ponadto w/w Specyfikacja powinna uwzględniać w ramach wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju OZE wykorzystanie danych z tzw. Map wrażliwości przygotowanych przez OTOP we współpracy z BirdLife. W tym celu wnioskujemy o dodanie punktu 5. 2) c) Pkt. 5. 2) c) uwzględniając dane z map wrażliwości ptaków na energetykę wiatrową.	Uwaga kierunkowo uwzględniona Przepisy zostały dostosowane i uzupełnione o kwestię map wrażliwości przyrody, które będą opracowywane przez RDOŚ.

			poszczególnych rodzajach technologii OZE zgodnie ze szczegółowym opisem przedmiotu zamówienia. proponuje się na „zdefiniowanie korytarza ekologicznego jako szlaku, który umożliwia migrację i dyspersję roślin, zwierząt, grzybów, protistów i diaspor pomiędzy płatami ich siedlisk, i który obejmuje niezbędne do jego prawidłowego funkcjonowania liniowe, nieliniowe, pasmowe lub obszarowe, ciągłe lub nieciągłe, naturalne, półnaturalne lub antropogeniczne, biotyczne lub abiotyczne elementy strukturalne środowiska przyrodniczego, w tym przestrzeń powietrzną. W odniesieniu do powyższej definicji korytarz ekologicznych służący do migracji i dyspersji ptaków, byłby szlakiem, który odpowiada za zapewnienie ciągłości populacji dzięki możliwości skutecznego przemieszczania się pomiędzy ich siedliskami. Możliwość skutecznego przemieszczania się powinna dotyczyć gatunków migrujących oraz nie podejmujących migracji a przemieszczających się w formie dyspersji (krótkodystansowe przemieszczenia sezonowe). Wg Pachątek M. (2011) korytarz jako szlak i przestrzeń powietrzna jako element strukturalny środowiska zachowują ciągłość w przypadku braku barier takich jak np. napowietrzne linie przesyłowe, farmy wiatrowe), co jest istotne dla migrujących organizmów posiadających zdolność do lotu. Uwzględnienie powyższej definicji w Ustawie i Specyfikacji technicznej		

			zagwarantuje odpowiednią ochronę korytarzy ekologicznych wykorzystywanych przez ptaki jako szlaki migracji i szlaki dyspersji i umożliwi wyznaczanie korytarzami ekologicznymi w postaci szlaków migracji i dyspersji ptaków o znaczeniu krajowym lub regionalnym. Ponadto dokument „Specyfikacja techniczna dla opracowania mapowania na potrzeby wprowadzania energii odnawialnej na terytorium Polski w celu określenia dostępności energii ze źródeł odnawialnych oraz potencjału produkcji energii odnawialnej w poszczególnych rodzajach technologii OZE zgodnie ze szczegółowym opisem przedmiotu zamówienia” powinien zawierać szczegółową metodykę lub odnosić do opracowania przygotowanego przez kompetentny w tym zakresie organ/podmiot, które szczegółowo opisuje zasady wyznaczenia przestrzennego korytarzy ekologicznych ptaków/szlaków migracyjnych. W przeciwnym układzie zaproponowany w ustawie zapis pozostanie martwy lub będzie generował problemy interpretacyjne co uniemożliwi racjonalne wyznaczenie obszarów przyspieszonego rozwoju OZE w oparciu o zaproponowane kryteria, a docelowo sposób ich wyznaczenia możliwe, że spotka się z oporem społecznym, co nie przysłuży się do sprawnego prowadzenia prac nad wdrożeniem Dyrektywy RED III.		
546.	Art. 9 pkt 4 – dot. 160g ust. 5 pkt 2 lit. b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o	Związek Polskich Miast	Proponuje się skierowanie informacji do MRiT celem postulowania zmiany w Rozporządzeniu Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 8 grudnia 2023 r. w sprawie projektu planu ogólnego gminy, dokumentowania prac planistycznych w	Konsultowany projekt zmiany ustawy słusznie sugeruje, idąc śladem dyrektywy RED III, że preferowanymi terenami pod rozwój OZE są „obszary infrastruktury transportowej”. W obecnej sytuacji prawnej do końca 2025 r. możliwe są takie	Uwaga uwzględniona Uwaga została przekazana do MRiT.

	odnawialnych źródłach energii		zakresie tego planu oraz wydawania z niego wypisów i wyrysów (Dz.U.2023.2758) w załączniku 1, poz. 13 tj. w strefie komunikacji w kierunku dodania w katalogu funkcji dodatkowych funkcje umożliwiające realizację OZE w tej strefie, przede wszystkim instalacji wykorzystujących energię słońca i energię wiatru.	realizację, jednak od 01.01.2026 r. sytuacja zmieni się z powodu pominięcia ww. kwestii w POG. Rozporządzenie Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 8 grudnia 2023 r. w sprawie projektu planu ogólnego gminy, dokumentowania prac planistycznych w zakresie tego planu oraz wydawania z niego wypisów i wyrysów (Dz.U.2023.2758) oraz w Rozporządzenie zmieniające ww. z dn. 22.11.2024 r. (Dz.U.2024.1775) nie przewiduje możliwości wpisania funkcji związanej z OZE w strefie komunikacyjnej (SK). W związku z tym, sporządzanie MPZP po tym terminie nie będą mogły wskazywać instalacji OZE w tych strefach, zatem postulat MKiŚ będzie w tym zakresie martwy.	
547.	Art. 9 pkt 4 – dot. 160g ust. 5 pkt 2 lit. b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Pomorskiego	Konsultowany projekt zmiany ustawy słusznie sugeruje, idąc śladem dyrektywy RED III, że preferowanymi terenami pod rozwój OZE są „obszary infrastruktury transportowej”. W obecnej sytuacji prawnej do końca 2025 r. możliwe są takie realizacje, jednak od 01.01.2026 r. sytuacja zmieni się z powodu pominięcia ww. kwestii w POG. Rozporządzenie Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 8 grudnia 2023 r. w sprawie projektu planu ogólnego gminy, dokumentowania prac planistycznych w zakresie tego planu oraz wydawania z niego wypisów i wyrysów (Dz.U.2023.2758) oraz w Rozporządzenie zmieniające ww. z dn. 22.11.2024 r. (Dz.U.2024.1775) nie przewiduje możliwości wpisania funkcji związanej z OZE w strefie komunikacyjnej (SK). W związku z tym, sporządzanie MPZP po tym terminie nie będą mogły wskazywać instalacji OZE w tych strefach, zatem postulat MKiŚ będzie w tym zakresie martwy.	Proponuje się skierowanie informacji do MRiT celem postulowania zmiany w Rozporządzeniu Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 8 grudnia 2023 r. w sprawie projektu planu ogólnego gminy, dokumentowania prac planistycznych w zakresie tego planu oraz wydawania z niego wypisów i wyrysów (Dz.U.2023.2758) w załączniku 1, poz. 13 tj. w strefie komunikacji w kierunku dodania w katalogu funkcji dodatkowych funkcje umożliwiające realizację OZE w tej strefie, przede wszystkim instalacji wykorzystujących energię słońca i energię wiatru.	Uwaga uwzględniona Uwaga została przekazana do MRiT.
548.	Art. 9 pkt 4 – dot. 160g ust. 5 pkt 2	Fundacja Greenpeace Polska	W przepisie tym można przeczytać, że wyłączona zostanie możliwość określenia	b) wyłączając możliwość określenia tych obszarów i powierzchni na obszarach	Uwaga wyjaśniona

	lit. b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii		obszarów przyspieszonego rozwoju OZE i ich powierzchni na obszarach form ochrony przyrody, o których mowa w art. 6 ust. 1 pkt 1-9 ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody (Dz. U. z 2024 r. poz. 1478 i 1940). Punkty te dotyczą takich form ochrony przyrody jak parki narodowe, rezerwaty przyrody, parki krajobrazowe, obszary chronionego krajobrazu, obszary natura 2000, pomniki przyrody, stanowiska dokumentacyjne, użytki ekologiczne oraz zespoły przyrodniczo-krajobrazowe. Jednocześnie w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych bezwzględny zakaz lokalizacji lądowych farm wiatrowych obowiązuje wyłącznie na terenie parków narodowych, rezerwatów przyrody, parków krajobrazowych i obszarów Natura 2000, zaś w przypadku elektrowni fotowoltaicznych czy innych źródeł odnawialnych taki bezwzględny zakaz obowiązuje tylko na terenie parków narodowych oraz rezerwatów przyrody. Możliwość rozwijania OZE w ramach obszarów przyspieszonego rozwoju jest więc obłożona znacznie większymi ograniczeniami, niż jest to wskazane w obecnie obowiązujących przepisach w tym zakresie dotyczących zwykłego trybu. Z tego względu wskazane byłoby więc aby w omawianym projekcie bezwzględny zakaz lokalizowania instalacji OZE dotyczył wyłącznie najwyższych obecnie obowiązujących ograniczeń dla źródeł odnawialnych, tj. energetyki wiatrowej na lądzie. Tym samym przepisy w tym zakresie będą spójne i będą gwarantowały największy możliwy, bezpieczny dla ludzi i środowiska, potencjał rozwoju OZE. Bezwzględny zakaz dotyczyłby więc tylko terenów parków narodowych, rezerwatów	form ochrony przyrody, o których mowa w art. 6 ust. 1 pkt. 1, 2, 3 oraz 5 ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody (Dz. U. z 2024 r. poz. 1478 i 1940) oraz głównych szlakach migracyjnych ptaków i ssaków morskich, za wyjątkiem sztucznych i zabudowanych powierzchni znajdujących się na tych obszarach, w tym dachach, parkingach oraz obszarach infrastruktury transportowej;	Zgodnie z ideą OPRO, obszary te mają być wyznaczane na powierzchniach i terenach niebudzących wątpliwości z punktu widzenia ochrony środowiska, czyli terenach o tzw. niskim ryzyku środowiskowym, co ma pozwalać na przyspieszenie procesów inwestycyjnych OZE w ich obrębie, zwłaszcza w zakresie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Tym samym przedmiotową uwagę uznaje się za niezasadną.

			przyrody, parków krajobrazowych i obszarów Natura 2000.		
549.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ust. 5 pkt 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Stowarzyszenie Wspierania Inwestycji Przyjaznych PTACom	W ramach środków łagodzących jakie powinny być zdefiniowane na poziomie ogólnym dla wszystkich inwestycji w OZE (w rozbiciu na poszczególne typy OZE) powinny znaleźć się rozwiązania umożliwiające wyeliminowanie i oraz lub zminimalizowanie negatywnego oddziaływania poszczególnych typów inwestycji w szczególności odnoszące się do ciągłości ekologicznej, bezpośredniej śmiertelności ptaków oraz efektu bariery. Art. 160g. 5. 3) środki łagodzące, jakie należy zastosować przy lokalizacji poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii, w tym wchodzącego w skład tej instalacji magazynu energii, w rozumieniu art. 3 pkt 10ka ustawy - Prawo energetyczne, oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci, w celu uniknięcia negatywnego oddziaływania na środowisko, w tym na ciągłość ekologiczną lub, jeżeli to niemożliwe, znacznego zmniejszenia tego oddziaływania oraz uniknięcia zabijania lub niepokożenia gatunków chronionych na podstawie przepisów odrębnych oraz tworzenia efektu bariery – w porozumieniu z właściwym regionalnym dyrektorem ochrony środowiska;		Uwaga wyjaśniona Przepis dotyczący środków łagodzących został dostosowany w taki sposób, aby jego celem było uniknięcie negatywnego oddziaływania na środowisko lub, jeżeli to niemożliwe, znacznego zmniejszenia tego oddziaływania oraz uniknięcia zabijania lub niepokożenia gatunków objętych ochroną na podstawie przepisów odrębnych. W ocenie projektodawcy nie ma uzasadnienia dla wyodrębniania poszczególnych elementów środowiska, co do których określone będą środki łagodzące. Obecne sformułowanie „w celu uniknięcia negatywnego oddziaływania na środowisko” obejmuje także środki łagodzące dotyczące ciągłości ekologicznej.
550.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ust. 5 pkt 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Stowarzyszenie Energii Odnawialnej	Brak doprecyzowania czy środki łagodzące w celu uniknięcia negatywnego oddziaływania na środowisko jednocześnie zwalniają z konieczności uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla projektu. Konieczne jest doprecyzowanie jakie zmiany wobec standardowej procedury uzyskiwania pozwoleń będą		Uwaga kierunkowo uwzględniona Projektodawca wprowadził dodatkowe przepisy w zakresie ułatwień proceduralnych, które będą określać m.in. zwolnienie z konieczności uzyskania oceny oddziaływania na środowisko dla poszczególnych projektów OZE

			odnosiły się do OPRO, tak aby doprowadzić do skrócenia jej do 12 miesięcy.		lokalizowanych na OPRO. Plany OPRO będą podlegać strategicznej ocenie oddziaływania na środowisko, a także określeniu niezbędnych środków łagodzących, dzięki czemu poszczególne instalacje lokalizowane w ramach OPRO nie będą podlegać procedurze oceny środowiskowej, chyba że w ramach kontroli danego przedsięwzięcia organ środowiskowy orzeknie inaczej.
551.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ust. 5 pkt 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Projektowany art. 160g ust. 5 pkt 5 ustawy o OZE stanowi, że w planie OPRO określa się załącznik graficzny przedstawiający granice obszaru objętego planem obszarów OZE.	PIPC proponuje zmianę redakcyjną, by wskazać wymóg załącznika w osobnym ustępie: „Integralną częścią planu, o którym mowa w ust. 5, jest załącznik graficzny przedstawiający granice obszaru objętego planem obszarów OZE.”.	Uwaga nieuwzględniona Załącznik zawsze stanowi integralną część danego aktu prawnego lub dokumentu, w związku z czym nie trzeba tego wskazywać w sposób literalny.
552.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ust. 5 pkt 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	PSEW	Projektowany art. 160g ust. 5 pkt 5 ustawy o OZE stanowi, że w planie OPRO określa się załącznik graficzny przedstawiający granice obszaru objętego planem obszarów OZE.	Proponujemy zmianę redakcyjną, by wskazać wymóg załącznika w osobnym ustępie: „Integralną częścią planu, o którym mowa w ust. 5, jest załącznik graficzny przedstawiający granice obszaru objętego planem obszarów OZE.”.	Uwaga nieuwzględniona Załącznik zawsze stanowi integralną część danego aktu prawnego lub dokumentu, w związku z czym nie trzeba tego wskazywać w sposób literalny.
553.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ust. 5 pkt 6 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Stowarzyszenie Wspierania Inwestycji Przyjaznych PTAcem	Należy dodać pkt. 6) wskazujący na określenie w planie obszarów OZE zakresu analiz porealizacyjnych jakie powinny być realizowane dla wszystkich inwestycji planowanych w danym obszarze OZE. Pkt. 5.6) zakres analizy porealizacyjnej oraz sposób raportowania dla inwestycji jakie będą realizowane w poszczególnych obszarach przyspieszonego rozwoju OZE - uzgodnione w porozumieniu z właściwym regionalnym dyrektorem ochrony środowiska;		Uwaga wyjaśniona Plany obszarów OZE nie będą dotyczyły konkretnych inwestycji w instalacje OZE, zawierały harmonogramu ich realizacji, ani tym bardziej zobowiązywały konkretnych inwestorów do ich realizacji.
554.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ust. 5 pkt 5 ustawy z dnia 20 lutego	GK ORLEN	Projektowany art. 160g ust. 5 pkt 5 ustawy o OZE stanowi, że w planie OPRO określa się załącznik graficzny przedstawiający	Proponujemy zmianę redakcyjną, by wskazać wymóg załącznika w osobnym ustępie:	Uwaga nieuwzględniona Załącznik zawsze stanowi integralną część danego aktu prawnego lub

	2015 r. o odnawialnych źródłach energii		granice obszaru objętego planem obszarów OZE.	„Integralną częścią planu, o którym mowa w ust. 5, jest załącznik graficzny przedstawiający granice obszaru objętego planem obszarów OZE.”.	dokumentu, w związku z czym nie trzeba tego wskazywać w sposób literalny.
555.	Art. 9 pkt 4 – dot. Rozdział 7b, art. 160 g ust 6 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Śląskiego	W art. 160g ust. 6 zawarta jest delegacja dla ministra właściwego do spraw klimatu do wydania rozporządzenia określającego sposób przygotowania projektu planu obszarów OZE w uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa. Jest w nim także odniesienie do graficznej prezentacji danych przestrzennych, dokumentowania prac planistycznych oraz oceny prawidłowości prac planistycznych. Wszystkie te określenia wskazują na planistyczny wymiar dokumentu. Z projektu wynika natomiast, że wyznaczanie obszarów OZE będzie się odbywać w oparciu o mapy potencjału odnawialnego źródła energii oraz ustalenia miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego. Wskazuje się na powiązanie planów obszarów OZE ze strategią województwa, nie wiadomo natomiast czy i jakie będą relacje pomiędzy planami obszarów OZE a planem zagospodarowania przestrzennego województwa.		Uwaga wyjaśniona Plany OPRO nie mają mieć charakteru odrębnego aktu planistycznego, lecz stanowić swego rodzaju nieformalną „nakładkę” na MPZP. Jednocześnie projektowane rozwiązania stanowią jedynie pierwszy etap wdrażania OPRO w Polsce. Oznacza to, że na dalszych etapach rozwoju OPRO nie wyklucza się uwzględnienia możliwości wyznaczania takich obszarów na terenach innych, niż tylko te objęte właściwym MPZP. Warto w tym miejscu podkreślić, że w przypadku wyznaczania terenów pod OPRO oparcie się o obowiązujące MPZP jest obecnie jedynym możliwym kierunkiem. Z samej idei OPRO wynika bowiem, że dedykowane im tereny muszą być gotowe do ich zaimplementowania, zaś biorąc pod uwagę kluczowy w tym przypadku aspekt planistyczny, warunek ten spełniają tylko te posiadające MPZP. Tym samym OPRO nie powinny być wyznaczane w sposób inny niż oparty na obowiązującym prawie miejscowym, tj. w oparciu o decyzje o warunkach zabudowy, których użyteczność będzie ponadto ograniczana czasowo, ustępując docelowo miejsca planom miejscowym, które będą z kolei obligatoryjne po całościowym wejściu

					w życie reformy planowania przestrzennego, planowanym na połowę 2026 r.
556.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ust. 6 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Wielkopolskiego / WBPP w Poznaniu	Proponowany sposób przygotowania projektu oparty jest na tradycyjnej formie sporządzania planu miejscowego. Reforma systemu planowania przestrzennego kierunkuje dokumenty planistyczne ku formie cyfrowej. Należałoby również tutaj obrać taką formułę przedstawiania treści planu, szczególnie, że dokument ma być sporządzony z poziomu regionalnego, dla całego województwa, ale w szczególności do konkretnych działek.		Uwaga kierunkowo przyjęta MKiŚ dostosowało projektowane przepisy zgodnie z przedmiotową propozycją.
557.	Art. 9 pkt 4 – dot. Rozdział 7b, art. 160 g ust 6 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Śląskiego	W art. 160g ust. 6 zawarta jest delegacja dla ministra właściwego do spraw klimatu do wydania rozporządzenia określającego sposób przygotowania projektu planu obszarów OZE w uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa. Jest w nim także odniesienie do graficznej prezentacji danych przestrzennych, dokumentowania prac planistycznych oraz oceny prawidłowości prac planistycznych. Wszystkie te określenia wskazują na planistyczny wymiar dokumentu. Z projektu wynika natomiast, że wyznaczanie obszarów OZE będzie się odbywać w oparciu o mapy potencjału odnawialnego źródła energii oraz ustalenia miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego. Wskazuje się na powiązanie planów obszarów OZE ze strategią województwa, nie wiadomo natomiast czy i jakie będą relacje pomiędzy planami obszarów OZE a planem zagospodarowania przestrzennego województwa.		Uwaga wyjaśniona Plany OPRO nie mają mieć charakteru odrębnego aktu planistycznego, lecz stanowić swego rodzaju nieformalną „nakładkę” na MPZP. Jednocześnie projektowane rozwiązania stanowią jedynie pierwszy etap wdrażania OPRO w Polsce. Oznacza to, że na dalszych etapach rozwoju OPRO nie wyklucza się uwzględnienia możliwości wyznaczania takich obszarów na terenach innych, niż tylko te objęte właściwym MPZP. Warto w tym miejscu podkreślić, że w przypadku wyznaczania terenów pod OPRO oparcie się o obowiązujące MPZP jest obecnie jedynym możliwym kierunkiem. Z samej idei OPRO wynika bowiem, że dedykowane im tereny muszą być gotowe do ich zaimplementowania, zaś biorąc pod uwagę kluczowy w tym przypadku aspekt planistyczny, warunek ten

					spełniają tylko te posiadające MPZP. Tym samym OPRO nie powinny być wyznaczane w sposób inny niż oparty na obowiązującym prawie miejscowym, tj. w oparciu o decyzje o warunkach zabudowy, których użyteczność będzie ponadto ograniczana czasowo, ustępując docelowo miejsca planom miejscowym, które będą z kolei obligatoryjne po całościowym wejściu w życie reformy planowania przestrzennego, planowanym na połowę 2026 r.
558.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ust. 6 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Fundacja Frank Bold	Z uwagi na termin implementacji dyrektywy jak i termin realizacji kamienia milowego KPO w zakresie sporządzenia ram prawnych dla OPRO wskazana publikacja projektu rozporządzenia razem z projektem ustawy. Zgodnie z §13 Rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 20 czerwca 2002 r. w sprawie „Zasad techniki prawodawczej”, „jednocześnie z projektem ustawy przygotowuje się projekty rozporządzeń o znaczeniu podstawowym dla jej funkcjonowania”. Brak dołączenia treści rozporządzenia do projektu ustawy uniemożliwia całkowitą i rzetelną ocenę proponowanych rozwiązań.		Uwaga wyjaśniona Projekt rozporządzenia zostanie dołączony do projektu ustawy na dalszym etapie legislacyjnym.
559.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g i art. 160j ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	PSEW	Należy skorygować uproszczoną definicję planów OPRO. Choć upraszczanie nazewnictwa jest zrozumiałe, obecna propozycja może sugerować, że rozwój OZE jest możliwy <u>wyłącznie</u> na wyznaczonych terenach. Byłoby to sprzeczne z zamierzeniem ustawodawcy, według którego OPRO ma uzupełniać inne obszary, gdzie OZE będzie rozwijane na standardowych zasadach. Dlatego konieczne jest jasne i precyzyjne sformułowanie tej kwestii, aby uniknąć	Art. 160g. 1. Organy samorządu województwa mogą sporządzać plany obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawianego źródła energii, zwane dalej „planami obszarów przyspieszenia rozwoju OZE” dla obszaru województwa. 2. Sejmik województwa może podjąć uchwałę o przystąpieniu do sporządzenia planów obszarów przyspieszenia rozwoju OZE.	Uwaga kierunkowo uwzględniona Zmiana została naniesiona na projekt w sposób zgodny z propozycją.

			niejasności zarówno w odbiorze publicznym, jak i interpretacji prawnej.	3. Plany obszarów przyspieszenia rozwoju OZE sporządza się dla obszarów znajdujących się w granicach administracyjnych województwa. 4. Plan obszarów przyspieszenia rozwoju OZE sporządza się oddzielnie dla danego rodzaju odnawialnego źródła energii. 5. W planie obszarów przyspieszenia rozwoju OZE określa się: (...) 6. Minister właściwy do spraw klimatu w uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa określi, w drodze rozporządzenia, sposób przygotowania projektu planu obszarów przyspieszenia rozwoju OZE (...) i dalej	
560.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Lubuskiego w Zielonej Górze	Art. 160h ust. 1 pkt 1 brzmi: „(...) ogłasza podjęcie uchwały o przystąpieniu do sporządzania planów obszarów OZE, informując nie później niż w dniu ich rozpoczęcia o sposobach, miejscach i terminie prowadzenia konsultacji społecznych, nie krótszym jednak niż 1 miesiąc od dnia ogłoszenia, co najmniej”. Proponuje się następujący zapis: „ogłasza podjęcie uchwały o przystąpieniu do sporządzania planów obszarów OZE, określając sposoby i miejsca składania wniosków do projektu planu oraz termin ich składania, nie krótszy jednak niż 1 miesiąc od dnia ogłoszenia”. Art. 160h powinien uwzględnić zapisy wynikające z rozdz. 1a ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, jak również ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko. Co więcej, warto rozważyć przeprowadzenie procedury składania		Uwaga kierunkowo przyjęta MKiŚ podjęło analizy i dostosowało projekt przepisów w celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych.

			wniosków i konsultacji społecznych do planów OPRO wespół ze strategiczną OOS.		
561.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Zachodniopomorskiego / RBGPWZ w Szczecinie	Czy uchwała w sprawie przystąpienia do sporządzenia planu ma zawierać załącznik graficzny z obszarem opracowania? Czy tym obszarem są już wyłącznie obszary wskazane przez MKiŚ zgodnie z art. 160e a efektem sporządzania planu będą obszary „preferowane”? Czy wówczas procedura dotyczy tylko wybranych gmin zgodnie z pkt 2)?		Uwaga wyjaśniona Szczegóły dot. planów obszarów OZE określone będą w drodze rozporządzenia, o którym mowa w projektowanym przepisach ustawy OZE. OPRO będą wyznaczane jako podzbiór obszarów wynikających z mapowania potencjału OZE na terenach objętych właściwym MPZP. Jednocześnie na dalszych etapach rozwoju OPRO nie wyklucza się uwzględnienia możliwości wyznaczania takich obszarów na terenach innych, niż tylko te objęte właściwym MPZP.
562.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ust. 1 pkt 1 i 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Pomorskiego	Zapis zawarty w art. 160h sugeruje, że po podjęciu przez sejmik uchwały o przystąpieniu do sporządzenia planów OPRO, należy ogłosić o sposobach, miejscach i terminie konsultacji społecznych. Zapis ten sugeruje, że ustawodawca ma na myśli konsultacje projektu planu OPRO, którego jednak na tym etapie jeszcze nie będzie. Niewiadomy będzie także termin przygotowania tego projektu. Z kolei w pkt. 2 jest mowa o zawiadomieniu wójtów (...) i określeniu terminu składania uwag. Dopiero potem, w pkt. 3 mowa jest o sporządzeniu projektu planu OPRO wraz ze strategiczną oceną oddziaływania na środowisko. To pozwala przypuszczać, że zarówno w pkt. 1, jak i 2 autorzy projektu ustawy mieli na myśli etap składania wniosków do dokumentu. Jeśli tak, wymaga to skorygowania zapisów projektu ustawy. Jeśli jednak nie – to	Proponuje się zmianę pojęcia “konsultacji społecznych” oraz “składanie uwag” na “składanie wniosków”, a także rozważenie zmiany zapisów dotyczących konsultacji planów OPRO.	Uwaga częściowo uwzględniona kierunkowo Przedmiotowy przepis został przededagowany celem usunięcia nieścisłości. W kontekście przytoczonego w uwadze art. 15d dyrektywy RED III, należy wskazać, że odsyła on do dyrektywy 2001/42/WE. Dyrektywa ta zaś w art. 6 stanowi o konsultacjach projektu planu, a nie o konsultacjach podczas przygotowywania planu - takie są prowadzone jedynie w odniesieniu do oceny wpływu na środowisko. Przeprowadzenie konsultacji zarówno przed jak i po opracowaniu planu obszarów OZE mogłoby prowadzić do znacznego wydłużenia całej procedury.

			niezbędne jest wyjaśnienie intencji zawartych w tych zapisach. Warto także podkreślić, że dyrektywa nr 2023/2413 tzw. Red III, w art. 15d nakłada na państwa członkowskie obowiązek zapewnienia udziału społeczeństwa w sporządzaniu planów OPRO. Element ten spełniać może procedura strategicznej OOŚ, w której zapewniony jest udział społeczeństwa, zarówno na etapie składania wniosków, jak i zgłaszania uwag do projektu dokumentu. Dlatego do rozważenia poddaje się to, czy plany OPRO powinny mieć odrębną procedurę konsultacji społecznych.		
563.	Art. 9 pkt 4 – dot. Rozdział 7b, art. 160h ust. 1 pkt. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Śląskiego	Proponowane ograniczenie pisemnego zawiadomienia o przystąpieniu do sporządzania do sporządzania planów obszarów OZE wyłącznie do wójtów (burmistrzów, prezydentów miast) gmin położonych na terenie objętym sporządzanym planem obszarów OZE oraz wójtów (burmistrzów, prezydentów miast) gmin sąsiednich jest nieuzasadnione. Zawiadomienia pisemne o podjęciu uchwały o przystąpieniu do sporządzania projektu planu obszarów OZE powinny dotyczyć wszystkich organów i instytucji, które opiniują i uzgadniają dokument zgodnie z Rozdział 7b, art. 160h ust. 2. aktu zmieniającego. Dlatego proponujemy zmianę zapisu art. 160h ust.1 pkt. 2	pkt 2). zawiadamia o podjęciu uchwały o przystąpieniu do sporządzania planu instytucje i organy właściwe do uzgadniania i opiniowania projektu planu wskazanymi w art. 160h ust 2, określając termin składania wniosków i uwag do projektu planu, nie krótszy jednak niż 1 miesiąc i nie dłuższy niż 3 miesiące od dnia zawiadomienia;	Uwagi nieuwzględniona Propozycja nie określa z jakimi organami lub instytucjami ma być konsultowany projekt planu obszarów OZE. Przepisy powinny precyzyjnie wskazywać z jakimi podmiotami projekt planu obszarów OZE jest uzgadniany i czyjej podlega opinii.
564.	Art. 9 pkt 4 –dot. Rozdział 7b, art. 160h ust. 1 pkt. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Śląskiego	Brzmienie punktu 3 należy skorygować albowiem błędnie zastosowano w nim pojęcie „strategiczna ocena oddziaływania na środowisko zamiast pojęcia „prognoza oddziaływania na środowisko”. Strategiczna ocena oddziaływania na środowisko jest procedurą, w ramach której organ opracowujący projekty planów i programów, o których mowa w art. 46 ust. 1 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i	pkt 3) sporządza projekt planu obszarów OZE wraz z prognozą oddziaływania na środowisko;	Uwaga wyjaśniona Projektowane przepisy zostały zmienione i dostosowane do obowiązku przeprowadzenia strategicznej oceny oddziaływania na środowisko dla projektu planu obszarów OZE.

			jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (t.j. Dz. U. z 2024 r. poz. 1112, 1881, 1940) <u>sporządza prognozę oddziaływania na środowisko zgodnie z art. 51 ust 1 ww. ustawy.</u>		
565.	Art. 9 pkt 4 –dot. Rozdział 7b, art. 160h ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Śląskiego	W opisie kolejnych kroków postępowania brakuje istotnych etapów procedury strategicznej oceny oddziaływania na środowisko: - wystąpienia o uzgodnienia lub opinie do projektu dokumentu do organów i instytucji wskazanych w art. 160h ust. 2 aktu zmieniającego, - ogłoszenia o rozpoczęciu konsultacji społecznych wraz ze wskazaniem terminu, sposobu i miejsca zgłaszania uwag, - przeprowadzenia konsultacji społecznych i wprowadzenia do dokumentu zmian wynikających z konsultacji społecznych. w związku z powyższym proponujemy: - dodanie po punkcie 3 punktów 4 i 5 w brzmieniach wskazanym w propozycji oraz zmianę numeracji kolejnych punktów. - dodanie po obecnym punkcie 4 (według proponowanej zmiany będzie to punkt 6) punktów 7 i 8 w brzmieniu wskazanym w propozycji.	pkt 4) występuje o uzgodnienie projektu planu do instytucji i organów wskazanych w art. 160h ust. 2 pkt 1; pkt 5) występuje o opinię o projekcie planu do instytucji i organów wskazanych w art. 160h ust. 2 pkt 2; pkt 7) ogłasza, w sposób określony w art. 160h ust 1 pkt 1 lit. a, b, c o rozpoczęciu konsultacji społecznych, określając miejsce, w którym można zapoznać się z projektem planu wraz z prognozą oddziaływania na środowisko, a także sposoby i miejsca składania uwag oraz termin ich składania, nie krótszy niż 21 dni pkt 8) przeprowadza konsultacje społeczne projektu planu wraz z prognozą oddziaływania na środowisko oraz opiniami i uzgodnieniami wymaganymi na podstawie art. 160h ust. 1 pkt 2, a następnie wprowadza do projektu audytu krajobrazowego zmiany wynikające z konsultacji społecznych	Uwaga kierunkowo uwzględniona Nadano nowe brzmienie przedmiotowym przepisom określając niezbędne etapy procedury.
566.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Instytut Rozwoju Terytorialnego za pośrednictwem Biura Związku Województw RP	Propozycja zmiany: Projekt planu obszaru OZE podlega: 1) uzgodnieniu z: a) wójtami (burmistrzami, prezydentami miast) gmin położonych na terenie objętym sporządzanym planem obszarów OZE, b) dyrektorem parku narodowego w zakresie ustaleń mogących mieć wpływ na ochronę przyrody parku narodowego, w części dotyczącej parku narodowego i jego otuliny, c) właściwym regionalnym dyrektorem ochrony środowiska, w zakresie ustaleń		Uwaga kierunkowo uwzględniona Z uwagi na fakt, że na terenach ochrony przyrody możliwe będzie wyznaczanie OPRO na terenach sztucznych, plany OPRO będą w takich przypadkach uzgadniane z dyrektorem parku narodowego oraz z dyrektorem parku krajobrazowego.

			tych planów mogących mieć negatywny wpływ na obszary podlegające ochronie na podstawie ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody oraz na gatunki i siedliska przyrodnicze objęte ochroną, d) przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii; Biorąc pod uwagę zapisy proponowanych regulacji w art. 160g ust 5 pkt 2 lit. b) zapisy art. 160h ust 2 pkt 1 należy uzupełnić o dyrektora parku narodowego, ponieważ regionalny dyrektor ochrony środowiska nie posiada kompetencji ustawowych w zakresie uzgadniania ustaleń planów, mogących mieć negatywny wpływ na ochronę przyrody parku narodowego. Jednocześnie zmiany wymaga art. 10 ust 6 ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody (t.j. Dz. U. z 2024 r. poz. 1478 z późn. zm.).		
567.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Zachodniopomorskiego / RBGPWZ w Szczecinie	W jakim zakresie, na jakiej podstawie przedsiębiorstwo energetyczne może odmówić uzgodnienia, jakie warunki uzgodnienia może wskazać? Jeśli np. podstawą do uzgodnienia ma być możliwość przyłączenia źródła OZE, której nie ma, to jaki to ma sens?		Uwaga częściowo uwzględniona Uzgadnianie projektów planów obszarów OZE przez przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii zastąpiono opiniowaniem. Przedsiębiorstwo energetyczne wydając opinie będzie brało pod uwagę przede wszystkim plan rozwoju, jako podstawowy dokument planistyczny dla rozwoju sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej oraz określenia mocy przyłączeniowej w konkretnym miejscu. Na etapie realizowania konkretnej inwestycji OZE będą wydawane warunki przyłączenia na zasadach ogólnych, zatem nie jest celowe dwukrotne uzgadnianie przyłączania instalacji OZE.

568.	Art. 9 pkt 4 – dot. Rozdział 7b, art. 160h ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Śląskiego	Ze względu na możliwość sporządzania planów OZE w zakresie hydroenergetyki oraz energetyki geotermalnej, zasadne byłoby poszerzenie listy organów uzgadniających lub opiniujących projekt planu o zarządców wód oraz geologa wojewódzkiego. Proponujemy więc dodanie w art. 160h ust. 2 punktów d i e w brzmieniu wskazanym w propozycji.	d) właściwym terytorialnie organem administracji wodnej, e) geologiem wojewódzkim	Uwagę uwzględniona Dodano odpowiednie przepisy w brzmieniu: f) o opinię do właściwego terytorialnie organu administracji wodnej – w zakresie obszarów wód śródlądowych, g) o opinię do geologa wojewódzkiego – w zakresie obszarów podpowierzchniowych.
569.	Art. 9 pkt 4 –dot. art. 160h ust. 2 pkt 2 ustawy o OZE ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Związek Powiatów Polskich	Włączenie poziomu powiatowego w planowanie obszarów OZE jako poziomu JST obejmującego szerszy zasięg ewentualnego oddziaływania obszarów OZE. Opinia nie byłaby wiążąca, podobnie jak gmin sąsiednich.	Proponujemy dodać do organu, z którymi opiniuje się projekt planu obszaru OZE także starostów (ew. zarząd powiatu) Proponowane brzmienie: 2) opiniowaniu: a) wójtów (burmistrzów, prezydentów miast) gmin sąsiednich, b) starostów (ew. zarządów powiatów), na których obszarze właściwości znajdują się gminy położone na terenie objętym sporządzanym planem obszarów OZE. 3. Niewydanie opinii przez organy... (i dalej jak w Projekcie)	Uwaga uwzględniona Dodano odpowiednie przepisy w brzmieniu: e) o opinię do starostów, na których obszarze właściwości znajdują się gminy objęte sporządzanym planem obszarów OZE (gminy położone na terenie objętym sporządzanym planem obszarów OZE).
570.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ust. 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Zachodniopomorskiego / RBGPWZ w Szczecinie	Uwaga dotyczy formy zapisu oraz ewentualnego, albo raczej koniecznego rozszerzenia zawartości załącznika graficznego o zasadniczy przedmiot planu czyli obszary i powierzchnie przyspieszonego rozwoju OZE.	Art. 160g. ust. 5. W planie obszarów OZE określa się: ... 5) na załączniku graficznym granice obszarów objętych opracowaniem planu obszarów OZE lub raczej 5) na załączniku graficznym granice obszarów objętych opracowaniem planu obszarów OZE oraz granice obszarów i powierzchni, o których mowa w pkt 2.	Uwaga kierunkowo uwzględniona Przepis dotyczący przedmiotowej materii został dostosowany.
571.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Lubuskiego w Zielonej Górze	Art. 160h ust. 1 pkt 1 brzmi: „(...) ogłasza podjęcie uchwały o przystąpieniu do sporządzania planów obszarów OZE, informując nie później niż w dniu ich rozpoczęcia o sposobach, miejscach i terminie prowadzenia konsultacji		Uwaga kierunkowo uwzględniona Nadano nowe brzmienie przedmiotowym przepisom określając niezbędne etapy procedury.

			społecznych, nie krótszym jednak niż 1 miesiąc od dnia ogłoszenia, co najmniej”. Proponuje się następujący zapis: „ogłasza podjęcie uchwały o przystąpieniu do sporządzania planów obszarów OZE, określając sposoby i miejsce składania wniosków do projektu planu oraz termin ich składania, nie krótszy jednak niż 1 miesiąc od dnia ogłoszenia”. Art. 160h powinien uwzględnić zapisy wynikające z rozdz. 1a ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, jak również ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko. Co więcej, warto rozważyć przeprowadzenie procedury składania wniosków i konsultacji społecznych do planów OPRO wespół ze strategiczną OOS.		
572.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Zachodniopomorskiego / RBGPWZ w Szczecinie	Czy uchwała w sprawie przystąpienia do sporządzenia planu ma zawierać załącznik graficzny z obszarem opracowania? Czy tym obszarem są już wyłącznie obszary wskazane przez MKiŚ zgodnie z art. 160e a efektem sporządzania planu będą obszary „preferowane”? Czy wówczas procedura dotyczy tylko wybranych gmin zgodnie z pkt 2)?		Uwaga wyjaśniona Szczegóły dot. planów obszarów OZE określone będą w drodze rozporządzenia, o którym mowa w projektowanych przepisach ustawy OZE. Załącznik stanowi integralną część planu obszaru OZE. Podjęcie uchwały będzie zatem dotyczyło zarówno planu OPRO, jak i załącznika. OPRO będą wyznaczone jako podzbiór obszarów wynikających z mapowania potencjału OZE na terenach objętych właściwym MPZP. Jednocześnie na dalszych etapach rozwoju OPRO nie wyklucza się uwzględnienia możliwości wyznaczania takich obszarów na

					terenach innych, niż tylko te objęte właściwym MPZP.
573.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Należy zauważyć, że zgodnie z projektowanym art. 160f OPRO może zostać wyznaczone na terenie położonym w granicach obszarów uwzględnionych na mapach potencjału odnawialnego źródła energii, który objęty jest <u>miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego</u> umożliwiającym lokalizację danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii. W związku z powyższym (możliwość wyznaczenia OPRO wyłącznie na terenach objętych MPZP) wskazujemy na trudności co do możliwości rzeczywistego rozwoju OPRO i przyspieszenia procedur.		Uwaga wyjaśniona Projektowane rozwiązania stanowią jedynie pierwszy etap wdrażania OPRO w Polsce. Oznacza to, że na dalszych etapach rozwoju OPRO nie wyklucza się uwzględnienia możliwości wyznaczania takich obszarów na terenach innych, niż tylko te objęte właściwym MPZP. Warto jednak zauważyć, że rozmieszczenie inwestycji OZE nie powinno mieć miejsca na podstawie dokumentów, które nie są należycie skonsultowane społecznie, zaś miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego stanowi gwarancję ładu przestrzennego w gminie. Obecna aksjologia ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym wskazuje jako stan pożądany posiadanie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego przez gminę. Projektowane przepisy mogą zatem wręcz przyczynić się do szybszego uchwalania miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego w gminach. W przypadku wyznaczania terenów pod OPRO oparcie się o obowiązujące MPZP jest obecnie jedynym możliwym kierunkiem. Z samej idei OPRO wynika bowiem, że dedykowane im tereny muszą być gotowe do ich zaimplementowania, zaś biorąc pod uwagę kluczowy w tym przypadku aspekt planistyczny, warunek ten spełniają tylko te posiadające MPZP.

					Tym samym OPRO nie powinny być wyznaczane w sposób inny niż oparty na obowiązującym prawie miejscowym, tj. w oparciu o decyzje o warunkach zabudowy, których użyteczność będzie ponadto ograniczana czasowo, ustępując docelowo miejsca planom miejscowym, które będą z kolei obligatoryjne po całościowym wejściu w życie reformy planowania przestrzennego, planowanym na połowę 2026 r.
574.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	PSEW	Brak precyzyjnego określenia zakresu uzgodnienia planowanego obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji OZE z przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się przesyłem lub dystrybucją energii. Stwarza to ryzyko, że projekt zostanie odrzucony. Projekt nie określa jasno, jak proces uchwalania OPRO ma się odnosić do planowania rozwoju sieci elektroenergetycznych. Aby uniknąć sytuacji, w której operator na etapie uzgodnień blokuje lub utrudnia powstanie OPRO, konieczne jest doprecyzowanie przepisów.	c) przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii w zakresie lokalizacji infrastruktury sieciowej	Uwaga kierunkowo uwzględniona Uzgadnianie projektów planów obszarów OZE przez przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii zastąpiono opiniowaniem.
575.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polskie Towarzystwo Energetyki Ciepłej	W celu zwiększenia doprecyzowania i uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych, proponujemy wprowadzenie korekty, zgodnie z zaproponowaną propozycją brzmienia.	Art. 160 h ust. 2. Projekt planu obszaru OZE <i>podlega</i> 1) <i>uzgodnieniu z:</i> (...)	Uwaga uwzględniona Projekt uwzględnia wszystkie przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii.
576.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	TAURON Polska Energia S.A.	Należy zauważyć, że zgodnie z projektowanym art. 160f OPRO może zostać wyznaczone na terenie położonym w granicach obszarów uwzględnionych na mapach potencjału odnawialnego źródła energii, który objęty jest miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego umożliwiającym lokalizację danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii. W związku z powyższym (możliwość		Uwaga wyjaśniona Projektowane rozwiązania stanowią jedynie pierwszy etap wdrażania OPRO w Polsce. Oznacza to, że na dalszych etapach rozwoju OPRO nie wyklucza się uwzględnienia możliwości wyznaczania takich obszarów na terenach innych, niż tylko te objęte właściwym MPZP.

			wyznaczenia OPRO wyłącznie na terenach objętych MPZP) wskazujemy na trudności co do możliwości rzeczywistego rozwoju OPRO i przyspieszenia procedur.		Projektowane rozwiązania stanowią jedynie pierwszy etap wdrażania OPRO w Polsce. Oznacza to, że na dalszych etapach rozwoju OPRO nie wyklucza się uwzględnienia możliwości wyznaczania takich obszarów na terenach innych, niż tylko te objęte właściwym MPZP. Warto w tym miejscu podkreślić, że w przypadku wyznaczania terenów pod OPRO oparcie się o obowiązujące MPZP jest obecnie jedynym możliwym kierunkiem. Z samej idei OPRO wynika bowiem, że dedykowane im tereny muszą być gotowe do ich zaimplementowania, zaś biorąc pod uwagę kluczowy w tym przypadku aspekt planistyczny, warunek ten spełniają tylko te posiadające MPZP. Tym samym OPRO nie powinny być wyznaczane w sposób inny niż oparty na obowiązującym prawie miejscowym, tj. w oparciu o decyzje o warunkach zabudowy, których użyteczność będzie ponadto ograniczana czasowo, ustępując docelowo miejsca planom miejscowym, które będą z kolei obligatoryjne po całościowym wejściu w życie reformy planowania przestrzennego, planowanym na połowę 2026 r.
577.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Fundacja na rzecz Ekorozwoju	Jak napisano w propozycji art. 160h ustawy o odnawialnych źródłach energii „marszałek województwa sporządza projekt planu obszarów OZE wraz ze strategiczną oceną oddziaływania na środowisko”. Zwracamy uwagę, iż coraz powszechniejszą praktyką jest zlecenie przygotowania strategicznej oceny oddziaływania na środowisko tym samym wykonawcom, którzy wykonują dokument		Uwaga wyjaśniona Przedmiotowe przepisy zostały przeanalizowane i dostosowane w celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych, w wyniku czego wskazano, że marszałek województwa sporządza projekt planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE wraz z

			oceniany. Oceniamy takie działania negatywnie, gdyż wykonanie strategicznej oceny oddziaływania na środowisko powinno być opinią niezależną od zespołu przygotowującego dokument oceniany, aby zachować wystarczającą obiektywność procesu oceny, a także uniknąć konfliktu interesów. Konflikt ten polega na tym, iż zespół przygotowujący dokument główny ocenia w takim przypadku swoją własną pracę. Dlatego postulujemy, aby w ustawie dodać zapis, iż „Marszałek nie może powierzyć sporządzenia projektu planu obszarów OZE oraz strategicznej oceny oddziaływania na środowisko tego planu temu samemu zespołowi lub wykonawcy”. Proponujemy, aby systemowo wprowadzić bardziej ogólny zapis tego typu do udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udział społeczeństwa w ochronie środowiska oraz oceny oddziaływania na środowisko w Dziale IV, który mógłby brzmieć następująco: „Nie wolno powierzyć sporządzania strategicznej oceny oddziaływania na środowisko temu samemu zespołowi lub wykonawcy, którzy sporządził dokument wymagający oceny.”		uzasadnieniem oraz prognozą oddziaływania na środowisko. Jednocześnie należy zaznaczyć, że w opinii projektodawcy w tym przypadku nie zachodzi tak duże ryzyko jak wskazano w uwadze, gdyż samorząd województwa powinien brać zawsze pod uwagę szczególne uwarunkowania oraz formy ochrony przyrody występujące na obszarze województwa.
578.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Instytut Reform	Projekt ustawy nie precyzuje jakie są obowiązujące terminy zakończenia powtarzalnego procesu wyznaczania OPRO przez władze województwa, poza krańcowym terminem na wyznaczenie pierwszych obszarów do 21 lutego 2026 (Art 15). Rodzi to ryzyko niespójności między województwami we wdrażaniu, oraz znaczących opóźnień, uniemożliwiających kontrybucję konstrukcji OPRO do konkretnych celów OZE (obecnie dotyczy to celu na rok 2030, w przyszłości może dotyczyć celu na rok 2040).		Uwaga wyjaśniona Jak wskazano w uwadze, ustawa określa krańcowy termin na wyznaczenie pierwszych obszarów do 21 lutego 2026 r. (art 15). Jednocześnie przewiduje przepisy pozwalające na aktualizację planów obszarów OZE. Zgodnie z projektowanymi przepisami, plan obszarów OZE będzie podlegać: 1) przeglądowi przez marszałka województwa w przypadku

			Proponujemy, aby pierwsza iteracja procesu odbyła się w reżimie czasowym 6 mies. od podjęcia przez sejmik województwa uchwały, a kolejne miały miejsce co rok.		aktualizacji mapy potencjału odnawialnego źródła energii; 2) aktualizacji w celu zapewnienia spójności planu obszarów OZE ze strategią rozwoju województwa po jej aktualizacji, w zakresie, w jakim aktualizacja strategii dotyczy sytuacji przestrzennej województwa. Plan obszarów OZE może podlegać aktualizacji w przypadku wniosku gminy oraz w przypadku aktualizacji mapy potencjału odnawialnego źródła energii. Ponadto, projektodawca dodał przepis wskazujący na termin dokonania pierwszej aktualizacji map potencjału OZE.
579.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	GK ORLEN	Warto zaznaczyć, że udział OZE w produkcji ciepła wyniósł 14,4% w 2023 r., z czego 97,2% stanowi wykorzystanie biomasy. Wykorzystanie energii otrzymywanej z biomasy, a tym samym zazielenienie systemów ciepłowniczych wymaga zmapowania tego potencjału na poziomie krajowym oraz lokalnym. Nie bez znaczenia dla dekarbonizacji sektora jest uznanie w dyrektywie RED III za energię z odnawialnych źródeł energii całego wytworzonego ciepła pochodzącego z pompy ciepła, pod warunkiem, że dana pompa ciepła spełnia w momencie instalacji minimalne warunki efektywności określone w załączniku VII do tej dyrektywy. Biorąc powyższe pod uwagę a także wymagania stawiane dla efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych oraz ogromny potencjał wykorzystania energii otoczenia przy wykorzystaniu pomp ciepła, proponujemy uzupełnienie w art. 160e. ust. 1 przepisu dot. map potencjału odnawialnego źródła energii o	Proponuje się następujące brzmienie: „Art. 160e. 1. Minister właściwy do spraw klimatu publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej obsługującego go urzędu, mapy potencjału odnawialnego źródła energii, w podziale na poszczególne rodzaje odnawialnego źródła energii, w szczególności: 1) energię wiatru na lądzie; 2) energię wiatru na morzu; 3) energię promieniowania słonecznego; 4) energię geotermalną; 5) energię otoczenia; 6) hydroenergię; 7) energię otrzymywaną z biomasy; 8) energię otrzymywaną z biogazu, biogazu rolniczego i biometanu.”	Uwaga wyjaśniona Spalanie biomasy nie stanowi kluczowej technologii z punktu widzenia dalszego rozwoju OZE w Polsce, w związku z czym nie będzie stanowić przedmiotu mapowania potencjału, zgodnie z dyrektywą RED III. W pierwszym etapie mapowania nie zostaną wzięte pod uwagę także dodatkowe nośniki energii, takie jak np. wodór czy energia otoczenia. Niemniej ich ujęcie zostanie wzięte pod uwagę przy ewentualnych aktualizacjach map potencjału.

			- energię otrzymaną z biomasy; - energię otoczenia.		
580.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Fundacja Frank Bold	Konieczne doprecyzowanie o jaki urząd obsługujący teren objęty sporządzanym planem obszarów OZE chodzi: czy urząd gminy czy też inny; w katalogu brakuje BIP, jak również spójności ze sposobem obwieszania stosowanym na gruncie innych ustaw. Proponuje się zatem przede wszystkim odniesienie do sposobów podawania informacji do publicznej wiadomości określonych w ustawie z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (t.j. Dz. U. z 2024 r. poz. 1112 z późn. zm.).	„1. Po podjęciu przez sejmik województwa uchwały o przystąpieniu do sporządzania planów obszarów OZE, marszałek województwa kolejno: 1) ogłasza podjęcie uchwały o przystąpieniu do sporządzania planów obszarów OZE, informując nie później niż w dniu ich rozpoczęcia o sposobach, miejscach i terminie prowadzenia konsultacji społecznych, nie krótszym jednak niż 1 miesiąc od dnia ogłoszenia w sposób określony w art. 3 ust. 1 pkt 11 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko;”.	Uwaga wyjaśniona Propozycja nakazuje dodanie kolejnego etapu w procedurze, tj. przeprowadzenie konsultacji społecznych przed opracowaniem projektu planu obszarów OZE. Jest to propozycja wzorowana na procedowanym planie ogólnym. Dodanie tego etapu może jednak wydłużyć przygotowanie planów obszarów OZE o kilka miesięcy, co jest niezasadne biorąc pod uwagę termin 21 lutego 2026 r. na przygotowanie planów obszarów OZE wynikający z art. 15c ust. 1 dyrektywy RED III. Jednocześnie art. 15d dyrektywy RED III dotyczący konsultacji planów obszarów OZE odsyła do dyrektywy 2001/42/WE. Dyrektywa ta zaś w art. 6 stanowi o konsultacjach projektu planu, a nie o konsultacjach podczas przygotowywania planu, jakie są prowadzone jedynie w odniesieniu do oceny wpływu na środowisko.
581.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Fundacja Frank Bold	Nie jest jasne w jaki sposób ma następować „porozumienie” tym bardziej, że art. 160h ust 2 precyzuje, że projekt planu podlega uzgodnieniu z RDOŚ oraz przedsiębiorstwem energetycznym. Zaproponowane brzmienie przepisu uniemożliwia całkowitą i rzetelną ocenę proponowanych rozwiązań. Przepis wymaga doprecyzowania zgodnie z zamiarem projektodawcy w celu wyeliminowania wątpliwości interpretacyjnych. Rekomenduje się usunięcie fragmentu art. 160h ust. 1 pkt 1 odnoszącego się do porozumienia i		Uwaga kierunkowo uwzględniona Nadano nowe brzmienie przedmiotowym przepisom określając niezbędne etapy procedury.

			pozostawienie doprecyzowanego wg poniższych uwag art. 160h ust. 2.		
582.	Art. 9 pkt 4 –dot. Rozdział 7b, art. 160h ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Śląskiego	Obecne brzmienie punktu nie odpowiada wstępnemu etapowi procedury. Trudno bowiem mówić o konsultacjach społecznych w momencie, gdy nie ma jeszcze przedmiotu konsultacji, czyli projektu planu. Etap wstępny to etap składania do planu obszarów OZE wniosków, o których mowa w art. 160i. Należy zwrócić uwagę, że zgodnie z regulacjami proponowanymi w rozdziale 7, rady gmin są jedynymi podmiotami uprawnionymi do składania wniosków do planu. W związku z powyższym proponujemy zmianę brzmienia aktu zmienianego w art. 160h, ust. 1 pkt 1.	pkt 1) ogłasza o podjęciu uchwały o przystąpieniu do sporządzania planu obszarów OZE, informując o sposobach i miejscach składania wniosków i uwag do projektu planu oraz terminie ich składania, nie krótszym jednak niż 1 miesiąc od dnia ogłoszenia, co najmniej poprzez:	Uwaga kierunkowo uwzględniona Nadano nowe brzmienie przedmiotowym przepisom określając niezbędne etapy procedury.
583.	Art. 9 pkt 4 –dot. Rozdział 7b, art. 160h ust. 1 pkt 1 lit. d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Śląskiego	Zgodnie z zaproponowanym w projekcie brzmieniem marszałek województwa będzie zobowiązany do ogłoszenia podjęcia uchwały o przystąpieniu do sporządzania planów obszarów OZE w sposób zwyczajowo przyjęty w danej gminie. W przypadku planów obejmujących obszar wielu gmin marszałek będzie zobowiązany do rozpoznania zwyczajowo przyjętego sposobu ogłaszania obowiązującego w każdej z gmin i dokonania samego ogłoszenia, co może stanowić obciążenie niewspółmierne do potrzeb.	Proponuje się usunięcie art. 160h ust. 1 pkt 1 lit. d	Uwaga kierunkowo uwzględniona Nadano nowe brzmienie przedmiotowym przepisom określając sposoby ogłoszenia konsultacji społecznych planu obszarów OZE.
584.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ust. 1 pkt 1 lit. d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	PSEW	Przepis przedstawia sposób ogłoszenia uchwały o przystąpieniu do sporządzenia planu obszarów OZE. W lit. d. wskazano: „w sposób zwyczajowo przyjęty w danej gminie”, w sytuacji, gdy plan dotyczy obszaru województwa, nie gminy.	Należy zweryfikować poprawność sposobu publikacji opisanego w lit. d.	Uwaga nieuwzględniona Plany obszarów OZE będą mogły dotyczyć całego województwa, jak również jego części. Niemniej bezpośrednio będą one wyznaczone na terenie konkretnych gmin, w związku z czym przedmiotowy przepis dotyczący sposobów ogłaszania konsultacji społecznych planu obszarów OZE jest w ocenie projektodawcy zasadny.

					Sposoby zwyczajowo przyjęte w poszczególnych gminach mogą się różnić między sobą. Stąd należy dostosować sposób ogłaszania (jako jeden z wielu) do zwyczajów obowiązujących w konkretnej gminie.
585.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ust. 1 pkt 1 lit. d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	GK ORLEN	Przepis przedstawia sposób ogłoszenia uchwały o przystąpieniu do sporządzenia planu obszarów OZE. W lit. d. wskazano: „w sposób zwyczajowo przyjęty w danej gminie”, w sytuacji gdy plan dotyczy obszaru województwa, nie gminy.	Należy zweryfikować poprawność sposobu publikacji opisanego w lit. d.	Uwaga nieuwzględniona Plany obszarów OZE będą mogły dotyczyć całego województwa, jak również jego części. Niemniej bezpośrednio będą one wyznaczone na terenie konkretnych gmin, w związku z czym przedmiotowy przepis dotyczący sposobów ogłaszania konsultacji społecznych planu obszarów OZE jest w ocenie projektodawcy zasadny. Sposoby zwyczajowo przyjęte w poszczególnych gminach mogą się różnić między sobą. Stąd należy dostosować sposób ogłaszania (jako jeden z wielu) do zwyczajów obowiązujących w konkretnej gminie.
586.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ust. 1 pkt 1 lit. d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Przepis przedstawia sposób ogłoszenia uchwały o przystąpieniu do sporządzenia planu obszarów OZE. W lit. d. wskazano: „w sposób zwyczajowo przyjęty w danej gminie”, w sytuacji gdy plan dotyczy obszaru województwa, nie gminy.	Należy zweryfikować poprawność sposobu publikacji opisanego w lit. d.	Uwaga nieuwzględniona Plany obszarów OZE będą mogły dotyczyć całego województwa, jak również jego części. Niemniej bezpośrednio będą one wyznaczone na terenie konkretnych gmin, w związku z czym przedmiotowy przepis dotyczący sposobów ogłaszania konsultacji społecznych planu obszarów OZE jest w ocenie projektodawcy zasadny. Sposoby zwyczajowo przyjęte w poszczególnych gminach mogą się różnić między sobą. Stąd należy

					dostosować sposób ogłaszania (jako jeden z wielu) do zwyczajów obowiązujących w konkretnej gminie.
587.	Art. 9 pkt 4 - dot. art. 160h ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Fundacja Frank Bold	Konieczne doprecyzowanie, że wskazany termin dotyczy terminu zgłaszania uwag w toku procedury konsultacji społecznych planu z zainteresowaną społecznością wskazanych gmin.	„zawiadamia pisemnie wójtów (burmistrzów, prezydentów miast) gmin położonych na terenie objętym sporządzanym planem obszarów OZE oraz wójtów (burmistrzów, prezydentów miast) gmin sąsiednich, określając termin składania uwag w toku konsultacji społecznych planu, nie krótszy jednak niż 1 miesiąc i nie dłuższy niż 3 miesiące od dnia tego zawiadomienia;”	Uwaga częściowo uwzględniona kierunkowo Nadano nowe brzmienie przedmiotowym przepisom wskazując, że termin jest powiązany z przeprowadzanymi konsultacjami społecznymi. Termin przeprowadzenia konsultacji społecznych jest równoznaczny z terminem zgłaszania uwag.
588.	Art. 9 pkt 4 - dot. art. 160h ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	PSEW	Przepis wskazuje, że marszałek województwa zawiadamia pisemnie wójtów, burmistrzów albo prezydentów miast gmin położonych na terenie objętym planem oraz gmin sąsiednich, określając termin składania uwag. Nie jest jasne, czy gminy sąsiednie mogą być poza granicami administracyjnymi województwa.	Prośba o wyjaśnienie, względnie doprecyzowanie art. 160h ust. 1 pkt 2.	Uwaga wyjaśniona Plan obszarów OZE dotyczy terytorium województwa i uzgodnienie następuje ze wszystkimi gminami położonymi na terenie objętym sporządzanym planem obszarów OZE. Inwestycje w zakresie OZE mogą być jednak realizowane np. na czy przy granicy terytorium gminy, która znajduje się na terenie innego województwa. Stąd opiniowanie będzie dotyczyło zarówno gmin znajdujących się na terenie danego województwa (nieobjętych sporządzanym planem obszarów OZE), jak i gmin z województwa sąsiadującego (jeżeli gminy te graniczą z gminą objętą sporządzanym planem obszarów OZE).
589.	Art. 9 pkt 4 - dot. art. 160h ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	GK ORLEN	Przepis wskazuje, że marszałek województwa zawiadamia pisemnie wójtów, burmistrzów albo prezydentów miast gmin położonych na terenie objętym planem oraz gmin sąsiednich, określając termin składania uwag. Nie jest jasne, czy gminy sąsiednie mogą być poza granicami administracyjnymi województwa.	Prośba o wyjaśnienie, względnie doprecyzowanie art. 160h ust. 1 pkt 2.	Uwaga wyjaśniona Plan obszarów OZE dotyczy terytorium województwa i uzgodnienie następuje ze wszystkimi gminami położonymi na terenie objętym sporządzanym planem obszarów OZE. Inwestycje w zakresie OZE mogą być jednak realizowane np.

					na czy przy granicy terytorium gminy, która znajduje się na terenie innego województwa. Stąd opiniowanie będzie dotyczyło zarówno gmin znajdujących się na terenie danego województwa (nieobjętych sporządzanym planem obszarów OZE), jak i gmin z województwa sąsiadującego (jeżeli gminy te graniczą z gminą objętą sporządzanym planem obszarów OZE).
590.	Art. 9 pkt 4 - dot. art. 160h ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Wento Sp. z o.o.	W obszarze polityki przestrzennej w Polsce na początku wszelkich procedur związanych z opracowywaniem dokumentów składa się wnioski do projektu a nie „uwagi”. W celu unifikacji nazewnictwa należałoby w przedmiotowym punkcie zamienić słowo „uwagi” na „wnioski”.	2) <i>zawiadamia pisemnie wójtów (burmistrzów, prezydentów miast) gmin położonych na terenie objętym sporządzanym planem obszarów OZE oraz wójtów (burmistrzów, prezydentów miast) gmin sąsiednich, określając termin składania ~~uwag~~ wniosków, nie krótszy jednak niż 1 miesiąc i nie dłuższy niż 3 miesiące od dnia tego zawiadomienia</i>	Uwaga nieuwzględniona Ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym posługuje się sformułowaniem „wniosków”, ale również sformułowaniami „stanowiska” i „wniosków i uwag”. W odniesieniu do uzgadniania i opiniowania bardziej poprawne jest sformułowanie „stanowisko”.
591.	Art. 9 pkt 4 - dot. art. 160h ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Przepis wskazuje, że marszałek województwa zawiadamia pisemnie wójtów, burmistrzów albo prezydentów miast gmin położonych na terenie objętym planem oraz gmin sąsiednich, określając termin składania uwag. Nie jest jasne, czy gminy sąsiednie mogą być poza granicami administracyjnymi województwa.	Prośba o wyjaśnienie, względnie doprecyzowanie art. 160h ust. 1 pkt 2.	Uwaga wyjaśniona Plan obszarów OZE dotyczy terytorium województwa i uzgodnienie następuje ze wszystkimi gminami położonymi na terenie objętym sporządzanym planem obszarów OZE. Inwestycje w zakresie OZE mogą być jednak realizowane np. na czy przy granicy terytorium gminy, która znajduje się na terenie innego województwa. Stąd opiniowanie będzie dotyczyło zarówno gmin znajdujących się na terenie danego województwa (nieobjętych sporządzanym planem obszarów OZE), jak i gmin z województwa sąsiadującego (jeżeli gminy te graniczą z gminą objętą sporządzanym planem obszarów OZE).

592.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	PSEW	Z przepisu wynika, że marszałek województwa sporządza projekt planu obszarów OZE wraz ze strategiczną oceną oddziaływania na środowisko. Należy zauważyć, że organ opracowujący projekt dokumentu planistycznego jest zobowiązany do sporządzenia prognozy oddziaływania na środowisko, a nie strategicznej oceny oddziaływania na środowisko – to procedura prowadzona przez inny organ, w ramach którego jest badana prognoza.	Przepis powinien otrzymać brzmienie: „3) sporządza projekt planu obszarów OZE wraz z uzasadnieniem oraz prognozą oddziaływania na środowisko”.	Uwaga uwzględniona W projektowanych przepisach odniesienie do strategicznej oceny oddziaływania na środowisko zmieniono na prognozę oddziaływania na środowisko.
593.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	GK ORLEN	Z przepisu wynika, że marszałek województwa sporządza projekt planu obszarów OZE wraz ze strategiczną oceną oddziaływania na środowisko. Należy zauważyć, że organ opracowujący projekt dokumentu planistycznego jest zobowiązany do sporządzenia prognozy oddziaływania na środowisko, a nie strategicznej oceny oddziaływania na środowisko – to procedura prowadzona przez inny organ, w ramach którego jest badana prognoza.	Przepis powinien otrzymać brzmienie: „3) sporządza projekt planu obszarów OZE wraz z uzasadnieniem oraz prognozą oddziaływania na środowisko”.	Uwaga uwzględniona W projektowanych przepisach odniesienie do strategicznej oceny oddziaływania na środowisko zmieniono na prognozę oddziaływania na środowisko.
594.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Z przepisu wynika, że marszałek województwa sporządza projekt planu obszarów OZE wraz ze strategiczną oceną oddziaływania na środowisko. Należy zauważyć, że organ opracowujący projekt dokumentu planistycznego jest zobowiązany do sporządzenia prognozy oddziaływania na środowisko, a nie strategicznej oceny oddziaływania na środowisko – to procedura prowadzona przez inny organ, w ramach którego jest badana prognoza.	Przepis powinien otrzymać brzmienie: „3) sporządza projekt planu obszarów OZE wraz z uzasadnieniem oraz prognozą oddziaływania na środowisko”.	Uwaga uwzględniona W projektowanych przepisach odniesienie do strategicznej oceny oddziaływania na środowisko zmieniono na prognozę oddziaływania na środowisko.
595.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ust. 1a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Fundacja Frank Bold	Konieczne dodanie przepisu zobowiązującego wójtów (burmistrzów, prezydentów miast) gmin położonych na terenie objętym sporządzanym planem obszarów OZE oraz wójtów (burmistrzów, prezydentów miast) gmin sąsiednich do odpowiedniego obwieszczenia na terenach	„1a. Wójt (burmistrz, prezydent miasta) gminy położonej na terenie objętym sporządzanym planem obszarów OZE oraz wójt (burmistrz, prezydent miasta) gminy sąsiedniej podaje do publicznej wiadomości informacje o których mowa w ust. 1 w sposób określony w art. 3 ust. 1	Uwaga wyjaśniona Rozpoczęcie konsultacji społecznych będzie ogłaszał sejmik województwa. Propozycja ta ma na celu zapewnienie jednakowego dla wszystkich terminu na zgłaszanie wniosków i uwag. W

			wskazanych gmin o przystąpieniu do sporządzania planów obszarów OZE.	pkt 11 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko.”.	przeciwnym razie, różne gminy mogłyby zamieszczać ogłoszenia o konsultacjach społecznych w różnym terminie. Ponadto konsultacje społeczne prowadzi się tylko i wyłącznie na obszarze gmin położonych na terytorium danego województwa. Gminy sąsiednie mogą również być położone na terenie sąsiedniego województwa.
596.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polski Komitet Energii Elektrycznej	W celu zwiększenia doprecyzowania i uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych, proponujemy wprowadzenie korekty, zgodnie z zaproponowaną propozycją brzmienia.	W art. 9 pkt 4 w zakresie wprowadzanego art. 160h ust. 2 w pkt 1 lit c otrzymuje następujące brzmienie: „c) przedsiębiorstwami energetycznymi prowadzącymi działalność w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii na terenie uwzględnionym w projekcie planu obszaru OZE.”	Uwaga kierunkowo uwzględniona Uzgodnienia prowadzi się jedynie z właściwymi terytorialnie przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii. W celu usunięcia wątpliwości projektodawca dodał wyraz „właściwego”.
597.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	TAURON Polska Energia S.A.	W celu zwiększenia doprecyzowania i uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych, proponujemy wprowadzenie korekty, zgodnie z zaproponowaną propozycją brzmienia.	W art. 9 pkt 4 w zakresie wprowadzanego art. 160h ust. 2 w pkt 1 lit c otrzymuje następujące brzmienie: „c) przedsiębiorstwami energetycznymi prowadzącymi działalność w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii na terenie uwzględnionym w projekcie planu obszaru OZE.”	Uwaga kierunkowo uwzględniona Uzgodnienia prowadzi się jedynie z właściwymi terytorialnie przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii. W celu usunięcia wątpliwości projektodawca dodał wyraz „właściwego”.
598.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Stowarzyszenie Energii Odnawialnej	Należy doprecyzować czy strony z którymi uzgadniany jest projekt planu obszaru OZE mogą wydać odmowę uzgodnienia bez merytorycznego odniesienia się na jakich warunkach może zostać wydane to uzgodnienie. Jest to istotne dla uniknięcia bezpodstawnych i uznaniowych odmów uzgodnienia. Proponuje się, aby przy określaniu OPRO uzgodnienia z regionalnym dyrektorem ochrony środowiska i operatorem systemu elektroenergetycznego dokonywać nie w porozumieniu, a po zasięgnięciu opinii, co znacznie przyspieszy procedurę.	W planie obszarów OZE określa się: 1) rodzaj odnawialnego źródła energii, dla którego jest on sporządzany; 2) obszary i powierzchnie, które uznaje się za obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii – w porozumieniu z właściwym regionalnym dyrektorem ochrony środowiska oraz z przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii:	Uwaga nieuwzględniona W aktach prawnych w odniesieniu do konsultacji poszczególnych dokumentów albo wskazuje się zasięgnięcie opinii albo uzgadnianie. W porozumieniu wydawane są jedynie akty wykonawcze. W uwagach do tego przepisu postulowano usunięcie wyrazu „w porozumieniu”. Uzgodnienie z właściwym regionalnym dyrektorem ochrony środowiska lub przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub

			Należy rozważyć wprowadzenie przepisu na wzór art. 24 ust. 2 <i>Ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym</i> (t.j. Dz. U. z 2024 r. poz. 1130 z późn. zm.), który w przypadku nie określenia warunków na jakich uzgodnienie może nastąpić, pozwala uznać organowi sporządzającemu projekt aktu planowania przestrzennego za uzgodniony. Dodatkowo negatywnie oceniamy projektowane brzmienie w zakresie uzgodnień z przedsiębiorstwem energetycznym, w kontekście uzasadnienia do projektu, zgodnie z którym uzgodnienie to ma na celu weryfikację dostępnych mocy przyłączytowych.		energii ma na celu zapewnienie, aby plan obszarów OZE był zgodny z wymaganiami środowiskowymi (dla planów obszarów OZE sporządzana jest prognoza oddziaływania na środowisko) oraz dostępną mocą przyłączytową. W przypadku niezgodności zachodzi ryzyko blankietowości planu obszarów OZE, a wręcz zarzutu wprowadzenia w błąd potencjalnych inwestorów.
599.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ust. 2 pkt 1 lit. b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Fundacja Frank Bold	Konieczne doprecyzowanie, tak by zrealizować cel Dyrektywy RED III odnoszący się do tego, że obszary rozwoju OZE mogą być wyznaczone wyłącznie na obszarach na których nie przewiduje się znaczącego oddziaływania na środowisko zastosowania określonego rodzaju lub rodzajów odnawialnych źródeł energii, biorąc pod uwagę specyfikę wybranego obszaru.	Zaproponowane brzmienie przepisu uniemożliwia całkowitą i rzetelną ocenę proponowanych rozwiązań. Przepis wymaga doprecyzowania zgodnie z zamiarem projektodawcy w celu wyeliminowania wątpliwości interpretacyjnych.	Uwaga wyjaśniona Zgodnie z projektowanymi przepisami OPRO wyznacza się poza obszarami objętymi formami ochrony przyrody: wyłączając możliwość określenia tych obszarów i powierzchni na obszarach form ochrony przyrody, o których mowa w art. 6 ust. 1 pkt 1-9 ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody (Dz. U. z 2024 r. poz. 1478 i 1940), krajobrazów priorytetowych w rozumieniu art. 2 pkt 16f ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, głównych szlakach migracyjnych ptaków i ssaków oraz na innych obszarach określonych na podstawie map wrażliwości przyrody, za wyjątkiem sztucznych powierzchni znajdujących się na tych obszarach, co w ocenie projektodawcy jest wystarczające.

					Dodatkowo należy podkreślić, że tereny o dużych walorach środowiskowych zostaną wyeliminowane już na etapie mapowania.
600.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ust. 2 pkt 1 lit. c ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Fundacja Frank Bold	Konieczne jest doprecyzowanie, czy wystarczające jest uzgodnienie planu obszarów OZE z wyłącznie przedsiębiorstwem przesyłowym, wyłącznie z operatorem systemu dystrybucyjnego elektrycznego lub gazowego czy oboma. Konieczne dodanie przedmiotu współpracy poprzez jej ograniczenie wyłącznie do kwestii rozwoju sieci i dostępnych mocy przyłączeniowych. Zalecana zamiana „uzgodnienia” z przedsiębiorstwami energetycznymi” na „opiniowanie”.	„przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się odpowiednio do danego rodzaju odnawialnego źródła energii będącego przedmiotem planu obszaru OZE przesyłaniem paliw lub energii oraz z przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się, odpowiednio do danego rodzaju odnawialnego źródła energii będącego przedmiotem planu obszaru OZE, dystrybucją paliw lub energii, na terenie, którego plan ma dotyczyć”. „w zakresie planowanego rozwoju sieci elektroenergetycznej lub gazowej, odpowiednio do rodzaju odnawialnego źródła energii będącego przedmiotem planu obszaru OZE jak i dostępnych na analizowanym terenie mocy przyłączeniowych.”. Uwzględniając powyższe uwagi odnoszące się do uzgodnień z przedsiębiorstwami energetycznymi, należy skreślić obecne brzmienie art. 160h ust. 2 pkt 1 lit. c i zamiast tego zredagować pkt 2 następująco: „2) opiniowaniu przez: a) wójtów (burmistrzów, prezydentów miast) gmin sąsiednich; b) przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się odpowiednio do danego rodzaju odnawialnego źródła energii będącego przedmiotem planu obszaru OZE przesyłaniem paliw lub energii w zakresie rozwoju sieci przesyłowych; c) przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się, odpowiednio do danego rodzaju odnawialnego źródła energii będącego przedmiotem planu obszaru OZE, dystrybucją paliw lub energii, na	Uwaga wyjaśniona Uzgodnienia prowadzi się jedynie z właściwymi terytorialnie przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii. W celu usunięcia wątpliwości projektodawca dodał wyraz „właściwego”. W aktach prawnych w odniesieniu do konsultacji poszczególnych dokumentów albo wskazuje się zasięgnięcie opinii albo uzgadnianie. W porozumieniu wydawane są jedynie akty wykonawcze. W uwagach do tego przepisu postulowano usunięcie wyrazu „w porozumieniu”. Uzgodnienie z właściwym regionalnym dyrektorem ochrony środowiska lub przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii ma na celu zapewnienie, aby plan obszarów OZE był zgodny z wymaganiami środowiskowymi (dla planów obszarów OZE sporządzana jest prognoza oddziaływania na środowisko) oraz dostępną mocą przyłączeniową. W przypadku niezgodności zachodzi ryzyko blankietowości planu obszarów OZE, a wręcz zarzutu wprowadzenia w błąd potencjalnych inwestorów.

				terenie, którego plan ma dotyczyć w zakresie planu rozwoju sieci dystrybucyjnych oraz dostępnych mocy przyłączeniowych na terenie objętym projektem planu obszaru OZE.”.	
601.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ust. 2 pkt 1 lit.c ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Uwaga związana z uwagą nr. 8. Konsekwentnie PIPC zwraca uwagę, że projekt obszaru OZE powinien podlegać „uzgodnieniu z przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw lub energii”. PIPC wnosi o uzupełnienie zapisu poprzez dodanie do katalogu przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się magazynowaniem paliw lub energii.	Uzupełnienie art. 160h ust. 2 pkt. 1. lit c) o: „2. Projekt planu obszaru OZE podlega: 1) uzgodnieniu z: c) przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw lub energii;”	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu, który dotyczy określenia ram prawnych dla wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz powiązanej z nimi infrastruktury magazynowej. Szereg przepisów dyrektywy RED III wyraźnie wskazuje, że obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii oraz plany rozwoju OZE dotyczą instalacji OZE. Magazyny energii oraz infrastruktura sieciowa korzysta z udogodnień przewidzianych w przepisach dyrektywy RED III, ale jedynie w zakresie w jakim są niezbędne do włączenia instalacji OZE w system elektroenergetyczny. Zgodnie z art. 15e dyrektywy RED III dla uproszczonego lokalizowania samodzielnych magazynów energii dedykowane są obszary dla infrastruktury sieci i magazynowania niezbędnej do włączenia energii odnawialnej do systemu elektroenergetycznego, które Państwa Członkowskie mogą wyznaczyć. Wdrożenie powyższych rozwiązań jest przedmiotem analiz MKiŚ.

602.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Fundacja Frank Bold	Nieprawidłowe określenie terminu. Termin ustalony w ust. 1 pkt 2 nie jest terminem dla opiniowania tylko dla zgłaszania uwag.	Zaproponowane brzmienie przepisu uniemożliwia całkowitą i rzetelną ocenę proponowanych rozwiązań. Przepis wymaga doprecyzowania zgodnie z zamiarem projektodawcy w celu wyeliminowania wątpliwości interpretacyjnych.	Uwaga częściowo uwzględniona kierunkowo Nadano nowe brzmienie projektowanym przepisom wskazując, że termin jest powiązany z przeprowadzanymi konsultacjami społecznymi. Termin przeprowadzenia konsultacji społecznych jest równoznaczny z terminem zgłaszania uwag.
603.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Wento Sp. z o.o.	W przedmiotowym ustępie odniesiono się do terminu wskazanego Art. 160 h ust. 1. pkt 2. Przedmiotowy termin odnosi się do ewentualnych wniosków/uwag do projektu planu obszaru OZE na początku procedury jego sporządzania, kiedy tego projektu jeszcze nie ma. Właściwym byłoby ustalenie jednego konkretnego terminu na wydanie opinii – np. 30 dni.	3. <i>Niewydanie opinii przez organ, o którym mowa w ust. 2 pkt 2 w terminie 30 dni od dnia wystąpienia o przedstawienie opinii o którym mowa w ust. 1 pkt 2 uznaje się za brak zastrzeżeń do projektu planu obszarów OZE.</i>	Uwaga uwzględniona Nadano nowe brzmienie projektowanym przepisom wskazując, że termin jest powiązany z przeprowadzanymi konsultacjami społecznymi. Termin przeprowadzenia konsultacji społecznych jest równoznaczny z terminem zgłaszania wniosków i uwag. Termin na zgłaszanie wniosków i uwag w ramach konsultacji społecznych jest krótszy od terminu na uzgodnienie, bowiem uzgodnienie jest procesem znacznie bardziej czasochłonnym, tym bardziej że dotyczy ono w tym przypadku polityki przestrzennej gminy, warunków środowiskowych czy dostępnej mocy przyłączeniowej. Opinia co do zasady nie ma mocy wiążącej i nie zachodzi potrzeba precyzowania tego w przepisach.
604.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ust. 4 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Wento Sp. z o.o.	W przedmiotowym artykule nie wskazano terminu na dokonanie uzgodnienia przez organy wymienione w ust. 2. pkt 1 tego artykułu. Spowoduje to sytuację sztucznego wydłużania procedury sporządzania Projektu planu obszaru OZE, ponieważ organy te nie będą związane żadnym terminem.	Wprowadzić ust. 4 w Artykule 160h: 4. Niewydanie uzgodnienia przez organ, o którym mowa w ust. 2 pkt 1 w terminie 30 dni od dnia wystąpienia o uzgodnienie, o którym mowa w ust. 1 pkt 1 uznaje się za uzgodnienie projektu planu obszarów OZE.	Uwaga kierunkowo uwzględniona W przedmiotowym przepisie dodano termin na przedstawienie stanowiska. Ponadto, opinia co do zasady nie ma mocy wiążącej i nie zachodzi potrzeba precyzowania tego w przepisach.
605.	Art. 9 ust. 4 – dot. art. 160h ust. 5	Fundacja Greenpeace Polska	Treść proponowanych przepisów nie dodaje do wymagań dotyczących	Nowa lit. c o treści: „c) uwzględniając normy szczególne, w szczególności w	Uwaga wyjaśniona

	pkt 2 nowa lit. c ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii		wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju OZE wymogu ich zgodności w przypadku energetyki wiatrowej na lądzie z ograniczeniami zawartymi w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych dotyczących m.in. minimalnej odległości turbiny wiatrowej od parku narodowego czy rezerwatu przyrody. Tę rozbieżność należałoby uspołnić.	odniesieniu do elektrowni wiatrowych i dotyczących ich norm odległościowych wynikających z ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych.”	Proponowane przepisy nie uwzględniają w wymaganiach dot. wyznaczania OPRO wymogu ich zgodności w przypadku energetyki wiatrowej na lądzie z ograniczeniami zawartymi w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych dotyczących m.in. minimalnej odległości turbiny wiatrowej od parku narodowego czy rezerwatu przyrody, ponieważ te kryteria zostaną uwzględnione już na etapie mapowania potencjału OZE, w związku z czym te tereny zostaną wykluczone z możliwości wyznaczenia OPRO. Ponadto, zgodnie z zasadami techniki prawodawczej nie należy powielać regulacji zawartych w innych aktach prawnych: „§ 4 ust. 1. Ustawa nie może powtarzać przepisów zamieszczonych w innych ustawach”.
606.	Art. 9 ust. 4 – dot. art. 160h ust. 5 pkt 2 nowa lit. c ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Fundacja Frank Bold	Konieczne dodanie nowej jednostki redakcyjnej, która nałoży obowiązek uwzględniania w planach obszarów odległości określonych w tzw. ustawie wiatrakowej w przypadku instalacji wykorzystujących energię wiatru.	„c) uwzględniając normy szczególne, w szczególności w odniesieniu do instalacji OZE wykorzystujących energię wiatru norm odległościowych wynikających z ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw.”.	Uwaga wyjaśniona Proponowane przepisy nie uwzględniają w wymaganiach dot. wyznaczania OPRO wymogu ich zgodności w przypadku energetyki wiatrowej na lądzie z ograniczeniami zawartymi w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych dotyczących m.in. minimalnej odległości turbiny wiatrowej od parku narodowego czy rezerwatu przyrody, ponieważ te kryteria zostaną uwzględnione już na etapie mapowania potencjału OZE, w związku z czym te tereny zostaną wykluczone z możliwości wyznaczenia OPRO.

					Ponadto, zgodnie z zasadami techniki prawodawczej nie należy powielać regulacji zawartych w innych aktach prawnych: „§ 4 ust. 1. Ustawa nie może powtarzać przepisów zamieszczonych w innych ustawach”.
607.	Art. 9 pkt 4 –dot. Rozdział 7b, art. 160i ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Śląskiego	Proponujemy w zdaniu pierwszym: „Rada gminy z własnej inicjatywy lub na wniosek wójta (burmistrza, prezydenta miasta) może zwrócić się z wnioskiem do marszałka województwa o wyznaczenie obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii na terenie gminy, która spełnia kryteria określone w art. 160f lub o aktualizację obowiązującego planu obszarów OZE.” - wykreślić wyrażenie „z własnej inicjatywy lub na wniosek wójta (burmistrza, prezydenta miasta). Z punktu widzenia procedury sporządzania projektu Planu OZE jest nieistotne z jakich pobudek będzie działać rada gminy, albowiem jest to jej kwestia wewnętrzna.	Art. 160i. „Rada gminy może zwrócić się z wnioskiem do marszałka województwa o wyznaczenie obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii na terenie gminy, która spełnia kryteria określone w art. 160f lub o aktualizację obowiązującego planu obszarów OZE.”	Uwaga uwzględniona Projektowane przepisy zostały dostosowane zgodnie z propozycją - wykreślono wyrazy „z własnej inicjatywy lub na wniosek wójta (burmistrza, prezydenta miasta)”.
608.	Art. 9 pkt 4 – dot. Rozdział 7b, art. 160i ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Śląskiego	Wprowadzenie możliwości składania wniosków do planów obszarów OZE na etapie uzgodnień, o których mowa w art. 160h ust. 2 pkt 1 znacząco wydłuży i zwiększy koszty opracowania projektu planu. Procedura uzgodnień odbywa się dopiero po sporządzeniu projektu planu obszarów OZE, a do uzgadniania i opiniowania przedkłada się projekt planu wraz z prognozą oddziaływania na środowisko. Wniosek gminy wskazujący obszar do objęcia planem na tym etapie wymagałby rozpoczęcia od początku całego procesu sporządzania planu, co podraża jego koszty i przedłuża całą procedurę jego sporządzania. Dlatego stoimy na stanowisku, że wnioski rad gmin o sporządzenie planu OZE powinny być składane do marszałka województwa przed przystąpieniem do sporządzania lub	Proponujemy usunięcie zdania „Wniosek, o którym mowa w zdaniu pierwszym może być również złożony w trakcie uzgodnień, o których mowa w art. 160h ust. 2 pkt 1.”	Uwaga wyjaśniona Celem przedmiotowego przepisu jest umożliwienie gminom zgłaszania uwag w trakcie uzgodnień, co ma przyspieszyć postępowanie, tak aby mniej gmin zgłaszało uwagi po ukończeniu procesu uchwalania planu OPRO, co prowadziłoby do konieczności ciągłej modyfikacji planu i jego ponownego uchwalania. W związku z tym w ocenie projektodawcy utrzymanie ww. przepisu jest zasadne.

			aktualizacji planu lub po przyjęciu przez sejmik województwa uchwały o przystąpieniu do sporządzania planów obszarów OZE.		
609.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160i ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Zgodnie z dodawanym w ustawie oze art. 160i, „<i>Rada gminy z własnej inicjatywy lub na wniosek wójta (burmistrza, prezydenta miasta) może zwrócić się z wnioskiem do marszałka województwa o wyznaczenie obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii na terenie gminy, która spełnia kryteria określone w art. 160f lub o aktualizację obowiązującego planu obszarów OZE.</i>” Wątpliwości budzi cel wprowadzenia tego przepisu – w projekcie brak regulacji wskazujących, że wyznaczenie obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji oze ma mieć wpływ na dokumenty planistyczne wydawane przez gminę.		Uwaga wyjaśniona Możliwa jest sytuacja, że ze względu na brak miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego na terenie danej gminy obszar przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii nie zostanie wyznaczony. W związku z procedowanymi planami ogólnymi, gmina może po jakimś czasie sporządzić MPZP, w związku z czym będzie się wówczas kwalifikować na objęcie jej takim obszarem. Możliwość wyznaczenia OPRO na terenie gminy może stanowić czynnik mobilizujący do sporządzenia przez gminę planu miejscowego.
610.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160i ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	PGE S.A.	Zgodnie z dodawanym w ustawie oze art. 160i, „<i>Rada gminy z własnej inicjatywy lub na wniosek wójta (burmistrza, prezydenta miasta) może zwrócić się z wnioskiem do marszałka województwa o wyznaczenie obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii na terenie gminy, która spełnia kryteria określone w art. 160f lub o aktualizację obowiązującego planu obszarów OZE.</i>” Wątpliwości budzi cel wprowadzenia tego przepisu – w projekcie brak regulacji wskazujących, że wyznaczenie obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji oze ma mieć wpływ na dokumenty planistyczne wydawane przez gminę.		Uwaga wyjaśniona Możliwa jest sytuacja, że ze względu na brak miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego na terenie danej gminy obszar przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii nie zostanie wyznaczony. W związku z procedowanymi planami ogólnymi, gmina może po jakimś czasie sporządzić MPZP, w związku z czym będzie się wówczas kwalifikować na objęcie jej takim obszarem. Możliwość wyznaczenia OPRO na terenie gminy może stanowić czynnik mobilizujący do sporządzenia przez gminę planu miejscowego.
611.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160j ustawy z dnia 20 lutego	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Art. 160k ustawy oze stanowi, że „ <i>Koszty sporządzenia planów obszarów OZE lub ich aktualizacji obciążają budżet województwa</i> ”		Uwaga kierunkowo uwzględniona

	2015 r. o odnawialnych źródłach energii		<i>albo inwestora w części, w jakiej jest on bezpośrednią konsekwencją zamiaru realizacji danej inwestycji."</i> Niezrozumiałym jest dlaczego inwestor miałby być obciążany kosztami przygotowania planu obszaru oze, jeśli inwestycje oze realizowane są na podstawie dokumentów planistycznych wydawanych przez gminę. Takie sformułowanie przepisu może w konsekwencji prowadzić do sytuacji, w której inwestor każdorazowo będzie obciążany kosztami sporządzenia planu dla obszaru, na którym planuje realizować inwestycję. Tego rodzaju „współdzielenie” kosztów powinno być skonstruowane na wzór umowy urbanistycznej dla zintegrowanego planu inwestycyjnego.		Wykreślono przedmiotowy przepis z projektu ustawy w związku z pojawiającymi się wątpliwościami odnośnie możliwości finansowania przez inwestora planu obszaru OZE oraz zakresu tego finansowania.
612.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160j ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	PGE S.A.	Art. 160k ustawy oze stanowi, że „Koszty sporządzenia planów obszarów OZE lub ich aktualizacji obciążają budżet województwa albo inwestora w części, w jakiej jest on bezpośrednią konsekwencją zamiaru realizacji danej inwestycji." Niezrozumiałym jest dlaczego inwestor miałby być obciążany kosztami przygotowania planu obszaru oze, jeśli inwestycje oze realizowane są na podstawie dokumentów planistycznych wydawanych przez gminę. Takie sformułowanie przepisu może w konsekwencji prowadzić do sytuacji, w której inwestor każdorazowo będzie obciążany kosztami sporządzenia planu dla obszaru, na którym planuje realizować inwestycję. Tego rodzaju „współdzielenie” kosztów powinno być skonstruowane na wzór umowy urbanistycznej dla zintegrowanego planu inwestycyjnego.		Uwaga kierunkowo uwzględniona Wykreślono przedmiotowy przepis z projektu ustawy w związku z pojawiającymi się wątpliwościami odnośnie możliwości finansowania przez inwestora planu obszaru OZE oraz zakresu tego finansowania.

613.	Art. 9 pkt 4 –dot. Rozdział 7b, art. 160k ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Śląskiego	Brzmienie art. 160k, dotyczące nałożenia na „inwestora” kosztów sporządzenia planów obszarów OZE lub ich aktualizacji „w części w jakiej jest on bezpośrednią konsekwencją zamiaru realizacji danej inwestycji”, jest zupełnie niezrozumiałe ani pod względem językowym ani logicznym. W myśl proponowanych w niniejszym projekcie zmian w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 poz. 1361, 1762, 1847 i 1881) OZE, „inwestor”, nie jest bowiem stroną w procedurze sporządzania planów obszarów OZE. Nie jest podmiotem uprawnionym do składania wniosków o sporządzenie lub aktualizację planów obszarów OZE, więc nie wiadomo z jakiego tytułu miałby ponosić koszty sporządzenia tych planów. Bardziej zasadne byłoby obciążenie kosztami budżet gminy, w sytuacji gdy to rada gminy występuje o sporządzenie lub aktualizację planu obszarów OZE. Jednocześnie użyty w artykule 160k spójnik „albo”, określa alternatywę o charakterze rozłącznym, dotyczy więc wyboru między dwoma wykluczającymi się alternatywami.		Uwaga kierunkowo uwzględniona Wykreślono przedmiotowy przepis z projektu ustawy w związku z pojawiającymi się wątpliwościami odnośnie możliwości finansowania przez inwestora planu obszaru OZE oraz zakresu tego finansowania.
614.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160k ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Mazowieckiego	Nałożenie obowiązku opracowywania planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii na samorząd województwa budzi wątpliwości w kontekście zapewnienia właściwego finansowania realizacji tego zadania. W obecnym kształcie, przepisy zawarte w projekcie ustawy nakładają na samorząd województwa obowiązek pokrywania kosztów sporządzania i aktualizacji planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji OZE (proponowany Art. 160k Ustawy o OZE), co wymaga odpowiedniego zwiększenia zakresu środków finansowych		Uwaga kierunkowo uwzględniona Proponowane przepisy przewidują dodatkowe środki finansowe dla samorządów w zakresie sporządzania planów i wyznaczania OPRO. Jednocześnie należy wskazać, że w projektowanych przepisach uwzględnione zostaną dodatkowe koszty związane ze sporządzaniem planów OPRO wraz ze strategiczną oceną oddziaływania na środowisko.

			pozostających w dyspozycji samorządu województwa.		
615.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160k ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Proponowane przepisy art. 160k stanowią, że: „Koszty sporządzenia planów obszarów OZE lub ich aktualizacji obciążają budżet województwa albo inwestora w części, w jakiej jest on bezpośrednią konsekwencją zamiaru realizacji danej inwestycji.”. Proponowane przepisy w obecnym kształcie mogą powodować skutki finansowe dla inwestora. W projekcie nie określono jednak terminu, do jakiego istnieje zobowiązanie inwestora do pokrycia kosztów planu, w szczególności w sytuacji pojawienia się inwestora po pewnym czasie po przyjęciu planów oraz sytuacji, gdy plan obejmował znaczny obszar, a inwestycja tylko pewną jego część. W związku z powyższym postulujemy o uzupełnienie przepisów w ww. zakresie.		Uwaga kierunkowo uwzględniona Wykreślono przedmiotowy przepis z projektu ustawy w związku z pojawiającymi się wątpliwościami odnośnie możliwości finansowania przez inwestora planu obszaru OZE oraz zakresu tego finansowania.
616.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160k ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	TAURON Polska Energia S.A.	Proponowane przepisy art. 160k stanowią, że: „Koszty sporządzenia planów obszarów OZE lub ich aktualizacji obciążają budżet województwa albo inwestora w części, w jakiej jest on bezpośrednią konsekwencją zamiaru realizacji danej inwestycji.”. Proponowane przepisy w obecnym kształcie mogą powodować skutki finansowe dla inwestora. W projekcie nie określono jednak terminu, do jakiego istnieje zobowiązanie inwestora do pokrycia kosztów planu, w szczególności w sytuacji pojawienia się inwestora po pewnym czasie po przyjęciu planów oraz sytuacji, gdy plan obejmował znaczny obszar, a inwestycja tylko pewną jego część. W związku z powyższym postulujemy o uzupełnienie przepisów w ww. zakresie.		Uwaga kierunkowo uwzględniona Wykreślono przedmiotowy przepis z projektu ustawy w związku z pojawiającymi się wątpliwościami odnośnie możliwości finansowania przez inwestora planu obszaru OZE oraz zakresu tego finansowania.
617.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160k ustawy z dnia 20 lutego	Stowarzyszenie Energii Odnawialnej	Przepis wydaje się nieprecyzyjny w części dotyczącej pokrycia kosztów sporządzenia planów obszarów OZE przez inwestora.	Art. 160k. Koszty sporządzenia planów obszarów OZE lub ich aktualizacji obciążają budżet województwa albo	Uwaga kierunkowo uwzględniona

	2015 r. o odnawialnych źródłach energii		Brakuje odniesienia relacji do na przykład ZPI, planów ogólnych. Na etapie wojewódzkim trudno będzie wskazać dany plan za bezpośrednią konsekwencję zamiaru realizacji inwestycji.	inwestora w części, w jakiej jest on bezpośrednią konsekwencją zamiaru realizacji danej inwestycji.	Wykreślono przedmiotowy przepis z projektu ustawy w związku z pojawiającymi się wątpliwościami odnośnie możliwości finansowania przez inwestora planu obszaru OZE oraz zakresu tego finansowania.
618.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160k ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Izba Energetyki i Przemysłowej i Odbiorców Energii	Zgodnie z art. 160k ustawy o OZE koszty sporządzenia planów obszarów OZE lub ich aktualizacji obciążają województwa albo inwestora, w jakiej jest on bezpośrednią konsekwencją zamiaru realizacji danej inwestycji. Po pierwsze, należy zauważyć, że przepis zawiera nieprecyzyjne określenie dotyczące roli inwestora. Pojęcie „bezpośredniej konsekwencji zamiaru realizacji danej inwestycji” budzi wątpliwości, co do jego znaczenia. Nie jest jasne co należy rozumieć przez pojęcie „konsekwencji” oraz o jakiej inwestycji mowa. Należy zauważyć, że obszary OZE mają wskazywać, gdzie potencjalny inwestor może spodziewać się ułatwień w zakresie lokalizacji inwestycji OZE. Plany takich obszarów powinny mieć charakter pierwotny do zamiaru inwestycyjnego, a nie na odwrót. Po drugie, projekt UD162 nie zakłada zasad dotyczących finansowania sporządzania planów obszarów OZE przez inwestora. Nie jest jasne, czy inwestor jest uprawniony, czy obowiązany do ponoszenia kosztów sporządzenia planów obszarów OZE. Nie rozstrzygnięto, czy koszty będą ponoszone w całości czy w części, nie jest również jasne, czy koszty mogą być dzielone na kilku inwestorów. Według Izby brak formalnych ram instytucji ponoszenia kosztów przez inwestora może prowadzić do niejasności i	Art. 160k. Koszty sporządzenia planów obszarów OZE lub ich aktualizacji obciążają budżet województwa. ~~albo inwestora w części, w jakiej jest on bezpośrednią konsekwencją zamiaru realizacji danej inwestycji.~~	Uwaga uwzględniona Wykreślono przedmiotowy przepis z projektu ustawy w związku z pojawiającymi się wątpliwościami odnośnie możliwości finansowania przez inwestora planu obszaru OZE oraz zakresu tego finansowania.

			niepewności, co z kolei stwarza przestrzeń dla potencjalnych nadużyć. W konsekwencji Izba stoi na stanowisku, że należy usunąć postanowienie dotyczące obowiązku ponoszenia kosztów sporządzania planów obszarów OZE przez inwestora ewentualnie postanowienia te powinny zostać doprecyzowane.		
619.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160l ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Fundacja Frank Bold	Konieczne ustanowienie obowiązku marszałka dokonywania aktualizacji mapy potencjału OZE lub modyfikacja przepisu. Zgodnie z art. 160e marszałek nie ma żadnych kompetencji w zakresie map potencjału OZE.	Zaproponowane brzmienie przepisu uniemożliwia całkowitą i rzetelną ocenę proponowanych rozwiązań. Przepis wymaga doprecyzowania zgodnie z zamiarem projektodawcy w celu wyeliminowania wątpliwości interpretacyjnych.	Uwaga wyjaśniona Zgodnie z projektowanymi przepisami plan obszarów OZE może podlegać aktualizacji w określonych tam przypadkach. Mapy potencjału OZE publikuje minister właściwy do spraw klimatu. Minister właściwy do spraw klimatu, w ramach aktualizacji zintegrowanego krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu, o którym mowa w art. 15ab ustawy – Prawo energetyczne, dokonuje weryfikacji konieczności wprowadzenia zmian w mapach potencjału odnawialnego źródła energii oraz, w przypadku stwierdzenia takiej potrzeby, ich aktualizacji. W związku z powyższym to ministrowi właściwemu do spraw klimatu zostały przypisane kompetencje w zakresie map potencjału OZE, w tym w zakresie ich aktualizacji. Brak jest zatem uzasadnienia dla przypisania dodatkowo takich kompetencji marszałkowi województwa. Przypisanie takie godziłoby w zasady ustrojowe państwa, przyznając organowi wykonawczemu samorządu terytorialnego identyczne kompetencje co organowi naczelnemu państwa.

620.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160l ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Urząd Marszałkowski Województwa Wielkopolskiego / WBPP w Poznaniu	Powiązanie zgodności planów OZE jedynie ze strategią województwa jest niewystarczające. Plan OZE powinien być zgodny zarówno z polityką przestrzenną województwa zawartą w strategii województwa – model funkcjonalno-przestrzenny, jak i samym planem zagospodarowania przestrzennego województwa, gdzie będą sformułowane szczegółowe zapisy tejże polityki. Docelowo proponujemy wprowadzenie OPRO jako element Planu zagospodarowania przestrzennego województwa.		Uwaga wyjaśniona Plan obszarów OZE oraz plan zagospodarowania przestrzennego województwa uchwała ten sam organ – sejmik województwa (art. 42 ust. 1 ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym). Powyższe w opinii projektodawcy zapewni zgodność i koordynację obydwu dokumentów.
621.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160l ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska	Po wprowadzeniu definicji „map wrażliwości”, o których mowa w dyrektywie RED III, i wprowadzeniu możliwości ich aktualizacji należy, analogicznie, jak dla map potencjału odnawialnych źródeł energii, uwzględniać ich ewentualną aktualizację podczas dokonywania przeglądów planów obszarów OZE przez marszałków województw.	„1) przeglądowi przez marszałka województwa w przypadku aktualizacji mapy potencjału odnawialnego źródła energii lub aktualizacji mapy wrażliwości;”.	Uwaga kierunkowo uwzględniona Przepisy zostały uzupełnione o odpowiednie przepisy dot. map wrażliwości przyrody.
622.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160l ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Instytut Reform	Należy umożliwić, że OPRO będą regularnie aktualizowane przez marszałka (nie tylko wyniku okoliczności wymienionych w tym podpunkcie czyli aktualizacja strategii województwa czy aktualizacja mapy potencjału), co da możliwość gminom, które przygotowały plany zagospodarowania później niż pierwsza iteracja wyznaczania obszarów, uczestniczenia w inicjatywie. Proponujemy dodanie do projektu ustawy możliwości corocznej aktualizacji OPRO przez samorząd województwa, preferencyjnie do lutego każdego roku. Pozwoli to zapewnienie gminom jasnych i przewidywalnych wytycznych, kiedy możliwe jest „wejście” gmin do OPRO.		Uwaga wyjaśniona Zgodnie z projektowanymi przepisami plan obszarów OZE może podlegać aktualizacji w określonych tam przypadkach. Rada gminy może zwrócić się z wnioskiem do marszałka województwa o wyznaczenie obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii na terenie gminy, która spełnia kryteria określone w projektowanych przepisach lub o aktualizację obowiązującego planu obszarów OZE. Dodatkowo należy wskazać, że dodanie do ustawy obowiązku aktualizacji planów obszarów OZE w z

					góry określonym okresie (np. co roku) może niepotrzebnie usztywnić procedurę. Aktualizacja planów obszarów OPRO powinna wynikać z realnej potrzeby ich aktualizacji. Większość z podstawowych przyczyn aktualizacji planów obszarów OZE, takich jak zmiana obowiązującego MPZP, uwarunkowań infrastrukturalnych czy też zmiana warunków klimatycznych/pogodowych w określonym sezonie są zjawiskami długoterminowymi. Dlatego przepisy powinny umożliwiać elastyczne dostosowanie planów obszarów OZE stosownie do zaistniałych okoliczności. Jednocześnie wprowadzenie zmian w procedurze aktualizacji OPRO zostało poddane analizie, na podstawie której przepisy dot. przedmiotowej materii zostały dostosowane w sposób, który daje większą elastyczność organom odpowiedzialnym za ich wyznaczanie.
623.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160l ust. 2 i 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Instytut Reform	Obecnie art. 160l ust. 2 i 3 projektu ustawy nie przewidują ochrony dla inwestorów, którzy rozpoczęli realizację inwestycji na wyznaczonych terenach obszarów OZE (OPRO), w sytuacji, gdy aktualizacja planu lub mapowania objęłaby te obszary. Brak odpowiednich regulacji może prowadzić do sytuacji, w której zmiana planu uniemożliwi dokończenie inwestycji, wymusi zaprzestanie wytwarzania energii lub nawet skutkować koniecznością całkowitej rezygnacji z przedsięwzięcia, co generuje istotne ryzyko prawne i finansowe dla inwestorów. Wprowadzenie ochrony dla rozpoczętych inwestycji nie wyklucza jednak obowiązku wdrożenia dodatkowych środków łagodzących ewentualne	<i>Plan obszarów OZE może podlegać aktualizacji w przypadku, o którym mowa w art. 160i, w przypadku aktualizacji mapy potencjału odnawialnego źródła energii oraz w przypadku aktualizacji danych dotyczących zagrożeń środowiskowych zebranych przez RDOŚ lub GDOŚ. Aktualizacja planu obszarów OZE oraz mapy potencjału odnawialnego źródła energii nie ma wpływu na realizację inwestycji rozpoczętych przed jej dokonaniem na wyznaczonych obszarach. Nie wyklucza to jednak konieczności wdrożenia dodatkowych środków łagodzących, jeśli będą one wymagane dla ograniczenia potencjalnych negatywnych skutków po aktualizacji planów.</i>	Uwaga częściowo uwzględniona Aktualizacja planów obszarów OZE czy też map potencjału OZE nie powinna wpłynąć na realizację rozpoczętych konkretnych inwestycji w instalacje OZE. Odpowiednie postanowienie w tym temacie powinno zostać zawarte w uchwale sejmiku województwa jako akcie ustanawiającym dany plan obszarów OZE. Dodatkowo przepisy projektu dotyczące przedmiotowej materii zostały dostosowane, tak aby zapewnić ochronę dla inwestorów,

			negatywne oddziaływania, zgodnie z zasadą zrównoważonego rozwoju i interesem publicznym.		którzy rozpoczęli realizację inwestycji na wyznaczonych OPRO przed aktualizacją planu.
624.	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160m i 160n ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	ClientEarth	Proponuje się dodanie do projektu przepisu stanowiącego, że decyzje administracyjne (takie jak pozwolenie na budowę, warunki zabudowy etc.) dot. instalacji OZE (i magazynów energii) lokalizowanych w OPRO są wydawane w ciągu 30 dni od przedłożenia przez inwestora kompletnego wniosku o ich wydanie. Ma to na celu zapewnienie, że łączny proces administracyjny dot. takich projektów nie przekroczy 12 miesięcy – zgodnie z wymogami RED III. Ponadto, proponuje się dodanie przepisu, zgodnie z którym organ prowadzący dane postępowanie administracyjne może tylko jednokrotnie wezwać inwestora do uzupełnienia złożonego wniosku – chyba że w danej sprawie wynikły nowe, istotne okoliczności. Przepis ten ma na celu przyspieszenie odnośnych postępowań, zgodnie z wymogami RED III. Proponuje się również dodanie przepisu motywującego właściwe organy administracji publicznej do dążenia, aby wszystkie odnośne postępowania trwały łącznie nie dłużej niż 12 miesięcy – zgodnie z terminami wynikającymi z RED III. Nad monitorowaniem tego procesu czuwałby marszałek województwa, czyli organ odpowiedzialny za wyznaczanie samych OPRO.	Po art. 160l dodać nowe art. 160m-160n w brzmieniu: „Art. 160m. 1. Właściwe organy wydają decyzje administracyjne dotyczące instalacji odnawialnego źródła energii, urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci lub samodzielnych magazynów energii lokalizowanych w granicach obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii najpóźniej w terminie 30 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku. 2. W przypadku, o którym mowa w ust. 1, organ może tylko jednokrotnie wezwać inwestora do uzupełnienia wniosku. 3. Przepisu ust. 2 nie stosuje się, jeżeli w sprawie pojawiły się istotne nowe okoliczności. Art. 160n. 1. Właściwe organy zapewniają, że łączny czas wydawania wszystkich decyzji administracyjnych, o których mowa w art. 160m ust. 1, trwa nie dłużej niż 12 miesięcy. 2. W przypadku morskich farm wiatrowych termin, o którym mowa w ust. 1, wynosi 24 miesiące. 3. Marszałek województwa monitoruje stan realizacji terminów, o których mowa w ust. 1 i 2.”	Uwaga wyjaśniona Projektowane przepisy zostały uzupełnione o dodatkowe ułatwienia proceduralne, tj. przede wszystkim poprzez objęcie planów OPRO procedurą strategicznej oceny oddziaływania na środowisko przy jednoczesnym zwolnieniu poszczególnych projektów OZE lokalizowanych na OPRO z przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko i dodatkowej procedurze kontroli pod kątem wpływu środowiskowego, dzięki czemu proces inwestycyjny instalacji OZE powstających na tych obszarach zostanie znacząco skrócony. Należy również mieć na uwadze, że ułatwienie proceduralne znajduje się również na etapie planistycznym, które określone jest wymogiem lokalizowania OPRO na terenach posiadających właściwy MPZP. Tym samym w ocenie projektodawcy proponowane przepisy skrócą czas trwania procesu inwestycyjnego projektów OZE lokalizowanych na OPRO do max 12 miesięcy, a tym samym zapewnią wdrożenie dyrektywy RED III w tym zakresie.
625.	Art. 9a – dot. ustawy z dnia 24	Equinor i Polenergia	Popieramy dodanie ust. 2b w art. 261 ustawy Prawo wodne i zwolnienia z opłat za	1. Dodanie nowego artykułu 22b w ustawie o przygotowaniu i realizacji	Uwaga nieuwzględniona

	lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych		zajęcie gruntów pod obszarami ochronnymi, ale zwracamy uwagę na to, że nie jest to regulacja wyczerpująca. Inwestorzy, którzy uzyskali decyzję, o której mowa w art. 5 ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych w dalszym ciągu będą zobowiązani do uiszczania tożsamyh opłat. Podstawą do ustalenia opłat za korzystanie z gruntów pokrytych wodami jest art. 22a ust. 1 i ust. 4 ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych. Wobec powyższego proponujemy wprowadzenie tożsamego rozwiązania zastosowanego w specustawie gazowej, a dokładniej w art. 25a ustawy z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu, dzięki czemu wszyscy inwestorzy zostaną potraktowani tak samo. Dodatkowo wykorzystanie brzmienia przepisów dobrze znanych ustawodawcy (jako obowiązujących w analogicznej specustawie) nie powinno budzić kontrowersji. Dodatkowo zwracamy uwagę na konieczność uregulowania sytuacji, w których część inwestorów zawarła już porozumienia w tym przedmiocie, a tym samym zobowiązała się do uiszczania przedmiotowych opłat. Postulujemy zatem doprecyzowanie, że wszelkie porozumienia w tym przedmiocie podlegają dostosowaniu do nowego brzmienia ustawy, a ewentualnie uiszczone opłaty z tego tytułu podlegają zwrotowi.	strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych: „Art. 22b 1. Ograniczenie sposobu korzystania z nieruchomości, o którym mowa w art. 22a ust. 1, w stosunku do gruntów stanowiących własność Skarbu Państwa pokrytych wodami, gruntów stanowiących pas drogowy lub gruntów objętych obszarem kolejowym, uprawnia inwestora do wystąpienia, odpowiednio do właściwego podmiotu wykonującego prawa właścicielskie zgodnie z art. 212 ust. 1 ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. - Prawo wodne, właściwego zarządcy drogi, właściwego zarządcy infrastruktury kolejowej lub innego właściwego podmiotu zarządzającego obszarem kolejowym, o zawarcie porozumienia określającego warunki wykonywania przysługującego inwestorowi prawa, o którym mowa w art. 22 ust. 1. 2. Porozumienie, o którym mowa w ust. 1, nie może przewidywać opłat za wykonywanie przysługującego inwestorowi prawa, o którym mowa w art. 22 ust. 1. 3. W przypadku niezawarcia porozumienia, o którym mowa w ust. 1, w terminie 21 dni od dnia otrzymania, odpowiednio przez właściwy podmiot, o którym mowa w art. 212 ust. 1 ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. - Prawo wodne, właściwego zarządcę drogi, właściwego zarządcę infrastruktury kolejowej lub inny właściwy podmiot zarządzający obszarem kolejowym, wystąpienia, o którym mowa w ust. 1, inwestor jest uprawniony do złożenia wniosku do wojewody o wydanie decyzji określającej warunki wykonywania przysługującego	Intencją projektodawcy w zakresie zmiany art. 261 ustawy Prawo wodne było wyłącznie zwolnienie z opłaty rocznej gruntów pokrytych wodami, pod obszarami ochronnymi, w tym strefami bezpieczeństwa, o których mowa w art. 24 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, oddanymi w użytkowanie podmiotom, które uzyskały pozwolenie, o którym mowa w art. 26 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, lub decyzję, o której mowa w art. 5 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (Dz.U. z 2024 r. poz. 1199), dotyczące m.in. zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy offshore wind lub jego elementów. Nieintencjonalne było wprowadzenie zwolnienia z konieczności zawierania umowy użytkowania dla gruntów objętych przepisem, dlatego wprowadzono odpowiednie zmiany w art. 11 projektu ustawy. Jednocześnie należy zaznaczyć, że propozycja wnioskodawcy pozostawałaby w sprzeczności z brzmieniem art. 22a ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych.

				inwestorowi prawa, o którym mowa w art. 22 ust. 1. 4. Decyzja, o której mowa w ust. 3, nie może przewidywać opłat za wykonywanie przysługującego inwestorowi prawa, o którym mowa w art. 22 ust. 1. 5. Warunki zawarte w porozumieniu, o którym mowa w ust. 1, albo określone w decyzji, o której mowa w ust. 3, nie mogą powodować: 1) zagrożenia bezpieczeństwa ruchu drogowego, kolejowego lub lotniczego; 2) wstrzymania ruchu kolejowego lub lotniczego; 3) zamknięcia dróg publicznych, chyba że istnieje możliwość zorganizowania objazdów; 4) zamknięcia śródlądowych dróg wodnych; 5) negatywnego wpływu na działanie urządzeń lotniczych. 6. Stronami postępowania o wydanie decyzji, o której mowa w ust. 3, są wyłącznie inwestor oraz odpowiednio właściwy podmiot, o którym mowa w art. 212 ust. 1 ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. - Prawo wodne, właściwy zarządca drogi, właściwy zarządca infrastruktury kolejowej lub inny właściwy podmiot zarządzający obszarem kolejowym. 7. Do postępowania w sprawie decyzji, o której mowa w ust. 3, przepisy art. 5 ust. 5 i art. 6 stosuje się odpowiednio. 8. W przypadku zawarcia porozumienia, o którym mowa w ust. 1, albo uzyskania decyzji, o której mowa w ust. 3, w stosunku do gruntów stanowiących własność Skarbu Państwa pokrytych wodami przepisu art. 261 ust. 1 ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. - Prawo wodne nie stosuje się.”	

				2. Dodanie nowego przepisu przejściowego regulującego sytuację porozumień zawartych na podstawie art. 22a ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych zawartych przed wejściem w życie ustawy zmieniającej: „Art. ... 1. W przypadku, gdy przed wejściem w życie niniejszej ustawy zostało zawarte porozumienie, o którym mowa w art. 22a ust. 1 i 2 ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych, porozumienie to podlega dostosowaniu do nowego art. 22b ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą w terminie 21 dni od dnia wejścia w życie ustawy. 2. W przypadku, gdy inwestor uiszczył opłaty za wykonywanie przysługującego inwestorowi prawa, o którym mowa w art. 22 ust. 1 ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych na podstawie porozumienia, o którym mowa w art. 22a ust. 1 i 2 ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych zawartego przed wejściem w życie niniejszej ustawy, opłaty te podlegają zwrotowi na rzecz inwestora w terminie 21 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy bez odsetek.”	
626.	Art. 11 – dot. art. 261 ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. - Prawo wodne	PSE S.A.	Projektowany przepis wprowadza zmiany do art. 261 ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne (Dz. U. z 2024 r. poz. 1087 z późn. zm.), dalej jako „ustawa Prawo wodne”.	2b. Wymóg zawarcia umowy użytkowania i uiszczenia opłaty rocznej nie dotyczy gruntów: 1) pod obszarami morskimi na których posadowione są elementy sieci	Uwaga uwzględniona częściowo Zgodnie z uwagą Ministra Infrastruktury odstąpiono od wprowadzania ust. 2b i zdecydowano

			Przepis art. 261 ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne wprowadza ogólną zasadę, zgodnie z którą grunty pokryte wodami stanowiącymi własność Skarbu Państwa mogą być za <u>odpłatnością oddane w użytkowanie</u> na realizację określonych przepisami ustawy przedsięwzięć. Ustawodawca w projekcie ustawy zaproponował wprowadzenia do ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne, art. 261 ust. 2b, zgodnie z którym: Wymóg zawarcia umowy użytkowania i uiszczenia opłaty rocznej nie dotyczy gruntów pod obszarami ochronnymi, w tym strefami bezpieczeństwa, o których mowa w art. 24 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, związanymi z przedsięwzięciami realizowanymi na gruntach, dla których: 1) uzyskano pozwolenie, o którym mowa w art. 26 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, 2) lub decyzję, o której mowa w art. 5 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (Dz.U. z 2024 r. poz. 1199), - dotyczące zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych lub jego elementów. Przedmiotowe urządzenia zostały zdefiniowane w art. 3 ust. 13 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych lub jego elementów.	przesyłowej elektroenergetycznej, za których ruch sieciowy na terytorium tych gruntów odpowiedzialny jest operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego w rozumieniu przepisów ustawy z dnia z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266, z późn. zm.); 2) pod obszarami ochronnymi, w tym strefami bezpieczeństwa, o których mowa w art. 24 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, związanymi z przedsięwzięciami realizowanymi na gruntach, dla których: a) uzyskano pozwolenie, o którym mowa w art. 26 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, b) lub decyzję, o której mowa w art. 5 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (Dz.U. z 2024 r. poz. 1199), - dotyczące zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych lub jego elementów.	się rozszerzyć katalog zwolnień wskazany w art. 261 ust. 6 ustawy prawo wodne o grunty pokryte wodami, pod obszarami ochronnymi, w tym strefami bezpieczeństwa, o których mowa w art. 24 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, oddawane w użytkowanie podmiotom, które uzyskały pozwolenie, o którym mowa w art. 26 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, lub decyzję, o której mowa w art. 5 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (Dz.U. z 2024 r. poz. 1199), dotyczące a) zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych lub jego elementów, b) elementów sieci przesyłowej elektroenergetycznej, za których ruch sieciowy odpowiedzialny jest operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego w rozumieniu przepisów ustawy z dnia z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266). Nieintencjonalne było wprowadzenie zwolnienia z konieczności zawierania umowy użytkowania dla gruntów objętych przepisem, dlatego wprowadzono odpowiednie zmiany w art. 11 projektu ustawy.

			Zaproponowane przez projektodawcę wyłączenie zawarcia umowy użytkowania i uiszczania opłaty rocznej nie obejmuje infrastruktury przesyłowej będącej własnością PSE S.A., to jest linii kablowej HVDC 450 kV oraz żyty powrotnej, która posadowiona jest na obszarze morskim Rzeczypospolitej Polskiej. Podmioty znajdujące się w podobnej sytuacji, tj. odpowiadające za eksploatację infrastruktury energetycznej, powinny być traktowane w ten sam sposób przez Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie w zakresie obowiązku zawierania umów użytkowania gruntów pokrytych wodami stanowiącymi własność Skarbu Państwa oraz uiszczania opłaty rocznej z tego tytułu. Oznacza to, że identyczne lub podobne przedmioty podlegające tej opłacie powinny podlegać takim samym stawkom lub w tym przypadku takim samym wyłączeniom, niezależnie od tego, kto jest właścicielem tych przedmiotów (infrastruktury elektroenergetycznej). W związku z powyższym, proponujemy rozszerzenie katalogu wyłączeń, wprowadzanego w art. 261 ust. 2b ustawy Prawo wodne, o obszary morskie, na których posadowione są elementy sieci przesyłowej elektroenergetycznej i za których ruch sieciowy na terytorium tych gruntów odpowiedzialny jest OSP.		
627.	Art. 11 ¹ – dot. ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym	Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki	Zgodnie z art. 14 ust. 6a pkt 2) lit. b) u.p.z.p zmiana zagospodarowania terenu, dotycząca gruntowych instalacji OZE o mocy zainstalowanej większej niż 150 kW na użytkach rolnych klasy IV następuje na podstawie planu miejscowego. Objęcie gruntów rolnych klasy IV, szczególnym ograniczeniem w	<i>W ustawie z dnia z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz.U. 2024 poz. 1130) w art. 14 ust. 6a pkt 2) usuwa się lit. b a lit. c przyjmuje następujące brzmienie:</i> <i>c. na gruntach innych niż wskazane w lit. a, o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1000 kW.</i>	Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu.

		lokalizowaniu inwestycji OZE – dotychczas powszechnie uznawanych, także w obowiązującym ustawodawstwie, za grunty nieprzydatne do produkcji rolnej – ogranicza zasób obszarów do wykorzystania pod nowe instalacje. Po 1 stycznia 2026 r., lokalizacja nowych instalacji na gruntach klasy IV będzie mogła nastąpić wyłącznie na podstawie planu miejscowego. Aktualna regulacja stoi w sprzeczności z celami dyrektywy RED III dot. usuwania nadmiernych barier administracyjnych i traktowania instalacji OZE jako będących w nadrzędnym interesie publicznym. Zgodnie z art. 14 ust. 6a pkt 2) u.p.z.p. zmiana zagospodarowania terenu, dotycząca gruntowych instalacji OZE powyżej 1 MW mocy zainstalowanej oraz instalacji o niższej mocy zainstalowanej lokalizowanych na wyszczególnionych gruntach następuje na podstawie planu miejscowego. Zgodnie z art. 58 ustawy o zmianie u.p.z.p. i innych ustaw, do dnia utraty mocy studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy w danej gminie, zmiana zagospodarowania terenu, o której mowa w art. 14 ust. 6a pkt 2 u.p.z.p. może nastąpić również na podstawie decyzji o warunkach zabudowy. Zgodnie z art. 64c u.p.z.p., który wejdzie w życie 1 stycznia 2026 r., Decyzja o warunkach zabudowy wygasa po upływie 5 lat od dnia, w którym stała się prawomocna. Zgodnie z art. 32 ust. 4 pkt 1) PrBud pozwolenie na budowę może być wydane wyłącznie temu, kto złożył wniosek w tej sprawie w okresie ważności decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, jeżeli jest ona wymagana zgodnie z	W ustawie z dnia z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz.U. 2024 poz. 1130) w art. 63 dodaje się ust. 6 i ust. 7 o następującej treści: 6. Decyzje o warunkach zabudowy dotyczące lokalizacji instalacji odnawialnych źródeł energii uprawomocnione przed 1 stycznia 2026 r. zachowują moc niezależnie od utraty mocy studium uwarunkowań oraz mogą stanowić podstawę pozwolenia na budowę o którym mowa w art. 33 PrBud. 7. Do decyzji o których mowa w ust. 6, nie stosuje się przepisu art. 14 ust. 6a pkt 2). W ustawie z dnia z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz.U. 2024 poz. 1130) art. 64c przyjmuje następujące brzmienie: Art. 64c. Decyzja o warunkach zabudowy wygasa po upływie 8 lat od dnia, w którym stała się ostateczna. W ustawie z dnia z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz.U. 2024 poz. 1130) art. 37ec ust. 1 przyjmuje następujące brzmienie: 1 Rada gminy wyraża lub nie wyraża zgody na przystąpienie do sporządzenia zintegrowanego planu inwestycyjnego w terminie 60 dni od dnia otrzymania wniosku o którym mowa w art. art. 37ea ust. 1 od wójta, burmistrza albo prezydenta miasta. Powyższy termin podlega skróceniu do 30 dni w przypadku lokalizowania instalacji odnawialnych źródeł energii na obszarach przyspieszonego rozwoju odnawialnych źródeł energii o których mowa w art. 160g ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.	

			przepisami o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Dyrektywa RED III promuje stabilne i przewidywalne ramy prawne dla OZE. Wskazana niejasność może wstrzymywać przyrost mocy PV w decydującej fazie rozwoju rynku (np. dla projektów, które uzyskały już czasochłonną DŚU). Przepisy art. 37eb i 37ec u.p.z.p. wprowadzają termin w którym wójt musi przekazać projekt ZPI radzie gminy nie określając przy tym terminu dla rady gminy na jego rozpatrzenie. Bezterminowe „odkładanie” procedury ZPI niweczy cel ustawodawcy, jakim miało być przyspieszenie inwestycji OZE (w tym PV). Wprowadzenie maksymalnych terminów usprawni procedowanie ZPI i jest zgodne z celami dyrektywy RED III.		
628.	Art. 11a – dot. ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Proponowana zmiana art. 261 ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne (Dz.U. z 2024 r. poz. 1087, 1089 i 1473) poprzez podanie ust. 2b nie jest wystarczająca do zapewnienia zwolnienia z opłat za zajęcie gruntów przedsięwzięć, dla których uzyskano decyzję, o której mowa w art. 5 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (Dz.U. z 2024 r. poz. 1199) w związku z budową zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej. Analogiczną podstawą do ustalenia opłat za korzystanie z gruntów pokrytych wodami jest art. 22a ust. 1 i ust. 4 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (Dz.U. z 2024 r. poz. 1199), w odniesieniu do przedsięwzięć, do których prawo do zajęcia terenu ustalone zostało na	Po art. 11 projektu ustawy dodaje się art. 11a w brzmieniu: <i>„Art. 11a. W ustawie z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (Dz.U. z 2024 r. poz. 1199) w art. 22a dodaje się ust. 9 w brzmieniu:</i> <i>„9. Wymóg zawarcia porozumienia lub uzyskania decyzji i uiszczenia opłaty rocznej nie dotyczy gruntów pod obszarami ochronnymi, w tym strefami bezpieczeństwa, o których mowa w art. 24 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, związanymi z przedsięwzięciami realizowanymi na gruntach, dla których uzyskano pozwolenie, o którym mowa w art. 26 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, lub decyzję, o której mowa w art. 5 ustawy, dotyczące zespołu urządzeń służących do</i>	Uwaga nieuwzględniona Intencją projektodawcy w zakresie zmiany art. 261 ustawy Prawo wodne było wyłącznie zwolnienie z opłaty rocznej gruntów pokrytych wodami, pod obszarami ochronnymi, w tym strefami bezpieczeństwa, o których mowa w art. 24 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, oddanymi w użytkowanie podmiotom, które uzyskały pozwolenie, o którym mowa w art. 26 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, lub decyzję, o której mowa w art. 5 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (Dz.U. z

			podstawie art. 22 wyżej wymienionej ustawy. W konsekwencji zwolnienie z opłat, których podstawą jest art. 261 ustawy – Prawo wodne przy pozostawieniu opłat wynikających z art. 22a ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych nie spełni celu, jaki przyświeca inicjatywie legislacyjnej. By spełnić ten cel niezbędna jest zmiana we ww. ustawie.	wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych lub jego elementów.”	2024 r. poz. 1199), dotyczące m.in. zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy offshore wind lub jego elementów. Nieintencjonalne było wprowadzenie zwolnienia z konieczności zawierania umowy użytkowania dla gruntów objętych przepisem, dlatego wprowadzono odpowiednie zmiany w art. 11 projektu ustawy.
629.	Art. 11a – dot. ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych	PSEW	W związku z propozycją wyłączenia obowiązku uiszczenia rocznej opłaty gruntowej w Prawie wodnym proponujemy dodać analogiczne wyłączenie do art. 22a ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych („specustawa”), który stanowi podstawę do zawierania porozumienia określającego warunki wykonywania przysługującego inwestorowi prawa, o którym mowa w art. 22 ust. 1 specustawy oraz którego zawarcie pozwala na niestosowanie ww. art. 261 prawa Wodnego. Uzupełnienie takie jest konieczne związku z tym, że część inwestorów posiada pozwolenie na układanie kabli eksportowych z MFW w formie decyzji lokalizacyjnej wydawanej na podstawie przepisów specustawy.	W związku z powyższym proponujemy zmianę w specustawie z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (Dz.U. 2015 poz. 1265) w art. 22a poprzez dodanie ust. 9: Wymóg zawarcia porozumienia lub uzyskania decyzji i uiszczenia opłaty rocznej nie dotyczy gruntów pod obszarami ochronnymi, w tym strefami bezpieczeństwa, o których mowa w art. 24 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, związanymi z przedsięwzięciami realizowanymi na gruntach, dla których uzyskano pozwolenie, o którym mowa w art. 26 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, lub decyzję, o której mowa w art. 5 ustawy, dotyczące zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych lub jego elementów.	Uwaga nieuwzględniona Intencją projektodawcy w zakresie zmiany art. 261 ustawy Prawo wodne było wyłącznie zwolnienie z opłaty rocznej gruntów pokrytych wodami, pod obszarami ochronnymi, w tym strefami bezpieczeństwa, o których mowa w art. 24 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, oddanymi w użytkowanie podmiotom, które uzyskały pozwolenie, o którym mowa w art. 26 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, lub decyzję, o której mowa w art. 5 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (Dz.U. z 2024 r. poz. 1199), dotyczące m.in. zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu offshore wind lub jego elementów. Nieintencjonalne było wprowadzenie zwolnienia z konieczności zawierania umowy użytkowania dla gruntów

					objętych przepisem, dlatego wprowadzono odpowiednie zmiany w art. 11 projektu ustawy.
630.	Art. 11a – dot. ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych	PGE S.A.	Proponowana zmiana art. 261 ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne (Dz.U. z 2024 r. poz. 1087, 1089 i 1473) poprzez podanie ust. 2b nie jest wystarczająca do zapewnienia zwolnienia z opłat za zajęcie gruntów przedsięwzięć, dla których uzyskano decyzję, o której mowa w art. 5 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (Dz.U. z 2024 r. poz. 1199) w związku z budową zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej. Analogiczną podstawą do ustalenia opłat za korzystanie z gruntów pokrytych wodami jest art. 22a ust. 1 i ust. 4 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (Dz.U. z 2024 r. poz. 1199), w odniesieniu do przedsięwzięć, do których prawo do zajęcia terenu ustalone zostało na podstawie art. 22 wyżej wymienionej ustawy. W konsekwencji zwolnienie z opłat, których podstawą jest art. 261 ustawy – Prawo wodne przy pozostawieniu opłat wynikających z art. 22a ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych nie spełni celu, jaki przyświeca inicjatywie legislacyjnej. By spełnić ten cel niezbędna jest zmiana we ww. ustawie.	Po art. 11 projektu ustawy dodaje się art. 11a w brzmieniu: <i>„Art. 11a. W ustawie z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (Dz.U. z 2024 r. poz. 1199) w art. 22a dodaje się ust. 9 w brzmieniu:</i> <i>„9. Wymóg zawarcia porozumienia lub uzyskania decyzji i uiszczenia opłaty rocznej nie dotyczy gruntów pod obszarami ochronnymi, w tym strefami bezpieczeństwa, o których mowa w art. 24 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, związanymi z przedsięwzięciami realizowanymi na gruntach, dla których uzyskano pozwolenie, o którym mowa w art. 26 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, lub decyzję, o której mowa w art. 5 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (Dz.U. z 2024 r. poz. 1199), dotyczące zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych lub jego elementów.”</i>	Uwaga nieuwzględniona Intencją projektodawcy w zakresie zmiany art. 261 ustawy Prawo wodne było wyłącznie zwolnienie z opłaty rocznej gruntów pokrytych wodami, pod obszarami ochronnymi, w tym strefami bezpieczeństwa, o których mowa w art. 24 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, oddanymi w użytkowanie podmiotom, które uzyskały pozwolenie, o którym mowa w art. 26 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, lub decyzję, o której mowa w art. 5 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (Dz.U. z 2024 r. poz. 1199), dotyczące m.in. zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy offshore wind lub jego elementów. Nieintencjonalne było wprowadzenie zwolnienia z konieczności zawierania umowy użytkowania dla gruntów objętych przepisem, dlatego wprowadzono odpowiednie zmiany w art. 11 projektu ustawy.
631.	Art. 11a – dot. art. 2 lub art. 4, art. 10 i nast. ustawy z dnia 11 września 2019 r. - Prawo	Miasto Bydgoszcz	Zaopatrzenie podmiotów zależnych Gminy w energię produkowaną przez Gminę i jednostki jest wyłączone z ustawy pzp.	Przepisy Prawa zamówień publicznych nie pozwalają na wyłączenie w zakresie stosowania ustawy przy wyłanianiu dostawcy energii elektrycznej. Brak jest regulacji, które w jakikolwiek sposób „premiowałyby” również podmioty, które	Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu

	zamówień publicznych			zaopatrują jednostki, które zaopatrują jst w media. Wskazać należy, iż katalogi wyłączeń podmiotowych w Dziale I Rozdziale 1 Oddziale 1 pzp nie obejmują jst jako całości ani części – w przypadku posiadania chociażby spółek miejskich, które mogłyby prowadzić działania w tym zakresie. Wskazać należy zatem, iż nie tyle brakuje zachęt, ale wręcz stwarzane są dodatkowe komplikacje, które stawiane są samorządom by zapewnić płynną oraz przede wszystkim korzystną finansowo drogę do zapewnienia zaopatrzenia w media. Nawet w przypadku nadzwyczajnych trudności z zawarciem umowy zamawiający nie ma narzędzi wpisanych w regulacje odnoszące się do zamówień publicznych, aby odstąpić od próby wyboru dostawcy energii elektrycznej w trakcie negocjacji z wolnej ręki. Brak jest zatem uregulować, zarówno w zakresie zakupów energii przez jst sensu stricte, jak i w przypadku działalności jst w klastrze energii/społeczności energetycznej. Obecne zapisy blokują zarówno możliwości dalszego rozwoju samorządu, jak i powstania, i działania szeroko rozumianych porozumień. W celu uniknięcia powyższych problemów należałoby wprowadzić wyłączenia w zakresie stosowania pzp przez jst w zakresie zakupu energii elektrycznej, a także wyłączenie społeczności energetycznych/ spółdzielni energetycznych/ klastrów energii spod konieczności stosowania powyższych przepisów.	
632.	Art. 12 ust. 4 i 5	PSE S.A.	Uprawnienie wytwórcy do wystąpienia o zmianę wydanych warunków przyłączenia albo zawartej umowy o przyłączenie morskiej farmy wiatrowej na wstępne warunki przyłączenia powinno być	<u>Propozycja zmiany:</u> Wykreślenie ust. 4 i 5.	Uwaga uwzględniona częściowo Z ust. 4 skreślono odniesienie do wytwórcy, którego oferta nie wygrała aukcji. W związku z tą zmianą powrót

			ostateczne. W przypadku bowiem wygrania aukcji przez inną ofertę, moc objęta wstępnymi warunkami przyłączenia zostanie zajęta przez podmiot, którego oferta została wybrana, a w konsekwencji powrót do wydanych warunków przyłączenia albo zawartej umowy o przyłączenie (przekształconych we wstępne warunki przyłączenia na potrzeby uczestniczenia w aukcji) nie będzie możliwy z uwagi na brak dostępnej mocy. Zwracamy uwagę na brzmienie art. 49 ust. 3 oraz art. 51 ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1 projektu, które to przepisy pozwalają na wydłużenie ważności wstępnych warunków przyłączenia, w celu uczestniczenia w kolejnych aukcjach. Proponujemy wykreślenie ust. 4 i 5 z art. 12, gdyż zachowanie ważności wstępnych warunków przyłączenia w przypadkach wskazanych w ust. 4 nie jest uzasadnione.		ze wstępnych warunków przyłączenia do warunków przyłączenia będzie dotyczył wyłącznie sytuacji, gdy aukcja w roku 2025 zostanie unieważniona lub nie zostanie rozstrzygnięta. W tym przypadku nie ma możliwości skonsumowania mocy, która wcześniej była przedmiotem warunków przyłączenia lub umowy przyłączeniowej.
633.	Art. 12 - dot. art. 26 ust. 4, art. 33 ust.3, art. 41 ust. 3, art. 54 ust.3	Zarządca Rozliczeń S.A.	Proponujemy art. 12 Projektu nadać następujące brzmienie i zmienić odpowiednio numerację jego obecnego brzmienia (treści) i kolejnych artykułów <u>Uzasadnienie:</u> Dostosowanie do analogicznego brzmienia (od dnia 01.07.2025 r.) ust. 11a w art. 92 ustawy o odnawialnych źródłach energii w celu uniknięcia wątpliwości prawnych i zapewnienia stabilnego działania ZRSA	Art. 7. W ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2024 r. poz. 639 i 1847) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 26 ust. 4 otrzymuje brzmienie: „4. Operator systemu elektroenergetycznego, do którego sieci jest przyłączona jednostka kogeneracji, przekazuje operatorowi rozliczeń, w formie elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii w rozumieniu art. 3 pkt 69 ustawy - Prawo energetyczne, w terminie 14 dni po zakończeniu miesiąca, dane dotyczące ilości energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1.”; 2) w art. 33 ust. 3 otrzymuje brzmienie:	Uwaga nieuwzględniona Uwaga spoza zakresu przedmiotowego projektu.

				„3. Operator systemu elektroenergetycznego, do którego sieci jest przyłączona jednostka kogeneracji, przekazuje operatorowi rozliczeń, w formie elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii w rozumieniu art. 3 pkt 69 ustawy - Prawo energetyczne, w terminie 14 dni po zakończeniu miesiąca, dane dotyczące ilości energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1.”; 3) w art. 41 ust. 3 otrzymuje brzmienie: „3. Operator systemu elektroenergetycznego, do którego sieci jest przyłączona jednostka kogeneracji, przekazuje operatorowi rozliczeń, w formie elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii w rozumieniu art. 3 pkt 69 ustawy - Prawo energetyczne, w terminie 14 dni po zakończeniu miesiąca, dane dotyczące ilości energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1.”; 4) w art. 54 ust. 3 otrzymuje brzmienie: „3. Operator systemu elektroenergetycznego, do którego sieci jest przyłączona jednostka kogeneracji, przekazuje operatorowi rozliczeń, w formie elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii w rozumieniu art. 3 pkt 69 ustawy - Prawo energetyczne, w terminie 14 dni po zakończeniu miesiąca, dane dotyczące ilości energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1.”.	
634.	Art. 13	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Wątpliwości budzi niespójna i nieczytelna konstrukcja art. 13 ust. 1 projektu ustawy. Poszczególne punkty w tym przepisie	Wprowadzenie przepisu przejściowego, który wprost wskaże, że pierwszą aukcję offshore przeprowadza się w grudniu	Uwaga nieuwzględniona Wprowadzono zmianę, dzięki której termin przeprowadzenia sesji aukcji

			powinny być odrębnymi jednostkami redakcyjnymi. Określenie poprzez przepis przejściowy, że Prezes URE w dniu 31 marca 2026 r. oblicza liczbę wydanych do dnia 28 marca 2026 r. zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji, a termin aukcji interwencyjnej przypadnie nie wcześniej niż 15 maja 2026 r. i nie później niż 30 czerwca 2026 r. W UD162 zaproponowano, aby Prezes URE zamieszczał ogłoszenie o aukcji nie później niż 30 dni przed dniem jej rozpoczęcia (obecnie to 6 miesięcy). Zmiana ta powoduje, że praktycznie do samego końca inwestorzy stoją w obliczu niepewności co do terminu aukcji. Szczególnie ryzyko jest widoczne w przypadku aukcji tegorocznej, która jest na ścieżce krytycznej pod kątem gotowości minimum trzech oferentów do wzięcia w niej udziału, w tym przejścia procesu uzyskania zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji. Aby ograniczyć ryzyko, że aukcja zostanie ogłoszona np. w sierpniu br. na wrzesień br., co stworzy realne ryzyko braku wystarczającej ilości projektów na aukcji, data aukcji powinna zostać określona ustawowo na grudzień. Pozwoli to na skupieniu się inwestorów w pełni jedynie na przygotowaniu do aukcji, mając z góry określony czas, bez niepotrzebnych spekulacji oraz niepewności co do terminu aukcji.	2025 r., a dokładny termin dzienny zostanie ogłoszony przez Prezesa URE.	będzie ogłaszany wcześniej niż pozostałe wymagania aukcji.
635.	Art. 13	PSEW	Art. 13 ust. 1 pkt 2 ustawy zmieniającej dotyczy możliwości przeprowadzenia przez Prezesa URE tzw. aukcji interwencyjnej w roku 2026, w przypadku gdyby aukcja w roku 2025 się nie mogła odbyć ze względu na zbyt małą liczbę uczestników lub nie została rozstrzygnięta ze względu na niewystarczającą liczbę ofert.	1. Nadanie części wspólnej w art. 13 ust. 1 pkt 2 ustawy zmieniającej nowego brzmienia: „- Prezes URE w dniu 31 marca 2026 r. oblicza liczbę wydanych do dnia 28 marca 2026 r. ważnych zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji, o których mowa w art. 27 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1,	Uwaga nieuwzględniona Wprowadzono zmianę, dzięki której termin przeprowadzenia sesji aukcji będzie ogłaszany wcześniej niż pozostałe wymagania aukcji. W projekcie wskazano, że do aukcji interwencyjnej stosuje się

		O ile sama idea organizacji aukcji interwencyjnej jest dla nas w pełni zrozumiała i ją popieramy, o tyle zbyt duża ogólność i lakoniczność przepisów w tym zakresie może naszym zdaniem uniemożliwić osiągnięcie wszystkich celów organizacji tej dodatkowej aukcji. Jak wielokrotnie zwracaliśmy uwagę, nieprzeprowadzenie lub nierozstrzygnięcie aukcji w roku 2025 doprowadzi do kumulacji aż 8 GW wolumenu w aukcji roku 2027, co z jednej strony spowoduje lukę inwestycyjną w polskim offshore wind, a z drugiej – znacząco utrudni realizację tak dużej liczby projektów równoległe na dopiero rozwijającym się polskim rynku. Aby uniknąć obu tych negatywnych zjawisk naszym zdaniem aukcja interwencyjna w roku 2026 powinna odbyć się możliwie szybko, tj. najpóźniej do 30 czerwca. Każde dodatkowe opóźnienie zwiększa ryzyko wystąpienia luki inwestycyjnej, może znacząco wpłynąć na łańcuch dostaw i dostępność komponentów, a także przyczynić się do skumulowania realizacji wielu projektów w tym samym czasie. Dopuszczenie możliwości organizacji aukcji interwencyjnej np. w grudniu 2026 r. oznacza, że do zaledwie roku zmniejsza się dystans pomiędzy harmonogramami realizacji nawet 4 GW projektów z aukcji interwencyjnej oraz również nawet 4 GW projektów z aukcji zaplanowanej na rok 2027. Ponadto uważamy, że ustawodawca powinien zapewnić, że ewentualna aukcja interwencyjna w roku 2026 odbędzie się na takich samych zasadach jak aukcja roku 2025, szczególnie w zakresie kryteriów rozstrzygnięcia aukcji. Nie będzie to bowiem	i w przypadku gdy ich liczba wynosi co najmniej 3, do dnia 15 kwietnia 2026 r. ogłasza termin przeprowadzenia aukcji interwencyjnej na uzyskanie prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzonej do sieci przez wytwórców, przypadający nie wcześniej niż 15 maja 2026 r. i nie później niż 30 czerwca 2026 r.” 2. Nadanie art. 13 ust. 2 ustawy zmieniającej nowego brzmienia oraz dodanie nowych ust. 3 i 4: „2. Do aukcji interwencyjnej stosuje się odpowiednio przepisy art. 30-37 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, z wyjątkiem art. 30 ust. 1 i 8. 3. W przypadku przeprowadzenia aukcji interwencyjnej, regulamin aukcji ogłoszony dla aukcji przeprowadzanej w 2025 r. zachowuje ważność. 4. W przypadku przeprowadzenia aukcji interwencyjnej waloryzację, o której mowa w art. 38 ust. 5 pkt 2 ustawy zmienianej w art. 1, przeprowadza się począwszy od roku 2026.” 3. Proponujemy wskazanie wprost w uzasadnieniu projektu ustawy, że kryteria rozstrzygnięcia ewentualnej aukcji interwencyjnej w 2026 r. będą identyczne jak kryteria rozstrzygnięcia aukcji zaplanowanej na rok 2025, co zdaje się wynikać z zaproponowanego brzmienia art. 13 ust. 2 ustawy zmieniającej.	odpowiednio przepisy art. 30-37 ustawy offshore wind. Jednocześnie należy przypomnieć, że do aukcji realizowanych od 31 grudnia 2025 r. będą miały zastosowanie przepisy rozporządzenia Net Zero Industry Act, dlatego niemożliwym jest zastosowanie do ewentualnej aukcji interwencyjnej w 2026 r. kryteriów rozstrzygnięcia aukcji stosowanych do aukcji z 2025 r. Ewentualna aukcja interwencyjna jest odrębną aukcją od aukcji w 2025 r. Realizacja aukcji w 2026 r. wymagałaby także uzgodnienia z Komisją Europejską, gdyż decyzja KE SA.55940 (2021/N) zatwierdzająca system wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej w Polsce nie uwzględnia możliwości przeprowadzenia aukcji w 2026 r. Mając na uwadze powyższe niemożliwym jest wskazanie w ustawie dokładnego terminu przeprowadzenia tej aukcji.

			osobna, nowa aukcja w harmonogramie, a jedynie doraźna interwencja, której przedmiotem będzie dokładnie ten sam wolumen, co w aukcji roku 2025. Co więcej, zwracamy uwagę na kwestię waloryzacji ceny wykonania, która w przypadku odbycia się aukcji interwencyjnej zostanie przeprowadzona mniej korzystnie dla oferentów niż w przypadku gdyby odbyła się aukcja w roku 2025. W przypadku, gdyby odbyła się bowiem aukcja interwencyjna, zgodnie z aktualnym brzmieniem ustawy offshore, waloryzacja ceny nastąpi po raz pierwszy dopiero w roku następującym po roku rozstrzygnięcia tej aukcji, czyli począwszy od roku 2027. Tymczasem cena maksymalna została ustalona w styczniu 2025 roku, zgodnie z danymi dostępnymi w roku 2024 – z myślą o zgodnym z harmonogramem przeprowadzeniu pierwszej aukcji w roku 2025. Naszym zdaniem, aby utrzymać w aukcji interwencyjnej takie same zasady jak w aukcji „podstawowej”, należy w ustawie zmieniającej dodać także przepis przesądzający, że waloryzacji dokonuje się począwszy od roku 2026 – czyli tak, jak gdyby aukcja odbyła się w roku 2025. Mając na uwadze powyższe założenia, z jednej strony proponujemy uzupełnienie art. 13 ust. 2 ustawy zmieniającej oraz dodanie nowych ust. 3 i 4 w tym przepisie, a z drugiej – sugerujemy uzupełnienie uzasadnienia projektu, aby jasno określić jakie będą kryteria rozstrzygnięcia tej ewentualnej dodatkowej aukcji.		
636.	Art. 13	PGE S.A.	Wątpliwości budzi niespójna i nieczytelna konstrukcja art. 13 ust. 1 projektu ustawy. Poszczególne punkty w tym przepisie		Uwaga nieuwzględniona

			powinny być odrębnymi jednostkami redakcyjnymi.		W ocenie MKiŚ proponowane przepisy są czytelne i nie budzą wątpliwości interpretacyjnych.
637.	Art. 13	GK ORLEN	Tak jak w przypadku konieczności określenia z góry okresu przeprowadzenia aukcji w 2025 r., istotne jest wprowadzenie precyzyjnych terminów dla aukcji interwencyjnej. W przypadku braku przeprowadzenia lub rozstrzygnięcia aukcji w 2025 r., inwestorzy będą przygotowani na aukcję w roku 2026 r., co pozwoli uniknąć spekulacji oraz niepewności. Aukcja interwencyjna powinna zostać przeprowadzona w połowie 2026 r., aby pozwolić inwestorom się odpowiednio przygotować, a z drugiej strony zachować bufor między rokiem 2027 i ryzykiem ew. spiętrzenia projektów. Podobnie jak w przypadku konieczności określenia z góry okresu przeprowadzenia aukcji w 2025 r., proponuje się wprowadzenie precyzyjnych terminów w przepisie przejściowym dla aukcji interwencyjnej.	Postuluje się określenie, poprzez przepis przejściowy, konkretnych terminów dla aukcji interwencyjnej. Proponuje się w art. 13 dodanie ust. 3 o brzmieniu: „3. W przypadku aukcji interwencyjnej, Prezes URE w dniu 31 marca 2026 r. oblicza ilość wydanych do dnia 28 marca 2026 r. ważnych zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji i w przypadku gdy ich liczba wynosi co najmniej 3, w terminie do dnia 15 kwietnia 2026 r. ogłasza termin aukcji przypadający nie wcześniej niż 15 maja 2026 r. i nie później niż 30 czerwca 2026 r.”	Uwaga nieuwzględniona Wprowadzono zmianę, dzięki której termin przeprowadzenia sesji aukcji będzie ogłaszany wcześniej niż pozostałe wymagania aukcji. W projekcie wskazano, że do aukcji interwencyjnej stosuje się odpowiednio przepisy art. 30-37 ustawy offshore wind. Jednocześnie należy przypomnieć, że do aukcji realizowanych od 31 grudnia 2025 r. będą miały zastosowanie przepisy rozporządzenia Net Zero Industry Act, dlatego niemożliwym jest zastosowanie do ewentualnej aukcji interwencyjnej w 2026 r. kryteriów rozstrzygania aukcji stosowanych do aukcji z 2025 r. Ewentualna aukcja interwencyjna jest odrębną aukcją od aukcji w 2025 r. Realizacja aukcji w 2026 r. wymagałaby także uzgodnienia z Komisją Europejską, gdyż decyzja KE SA.55940 (2021/N) zatwierdzająca system wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej w Polsce nie uwzględnia możliwości przeprowadzenia aukcji w 2026 r. Mając na uwadze powyższe niemożliwym jest wskazanie w ustawie dokładnego terminu przeprowadzenia tej aukcji.
638.	Art. 13 ust. 1	RWE Offshore Wind Poland	Postulujemy uzupełnienie proponowanego przepisu poprzez dookreślenie, że Prezes	1. Nadanie części wspólnej w art. 13 ust. 1 pkt 2 ustawy zmieniającej nowego brzmienia:	Uwaga nieuwzględniona

		URE przeprowadza aukcją interwencyjną w pierwszej połowie 2026 r. W przypadku gdyby aukcja w 2025 roku nie została przeprowadzona lub rozstrzygnięta, aukcję interwencyjną należy przeprowadzić w pierwszej połowie 2026 r, ponieważ: - Skracza to okres potencjalnej luki inwestycyjnej - im szybciej zostanie przeprowadzona aukcja interwencyjna, tym szybciej inwestorzy będą mogli wznowić przygotowania do realizacji projektów. - Minimalizuje ryzyko przeniesienia zasobów na inne rynki. Długotrwałe oczekiwanie na kolejną aukcję może skłonić dostawców do poszukiwania możliwości na innych rynkach, co utrudni ponowne zaangażowanie ich w Polsce. Ponadto uważamy, że ustawodawca powinien zapewnić, że ewentualna aukcja interwencyjna w roku 2026 odbędzie się na takich samych zasadach jak aukcja roku 2025, szczególnie w zakresie kryteriów rozstrzygania aukcji. Nie będzie to bowiem osobna, nowa aukcja w harmonogramie, a jedynie doraźna interwencja, której przedmiotem będzie dokładnie ten sam wolumen, co w aukcji roku 2025. Co więcej, zwracamy uwagę na kwestię waloryzacji ceny wykonania, która w przypadku odbycia się aukcji interwencyjnej zostanie przeprowadzona mniej korzystnie dla oferentów niż w przypadku gdyby odbyła się aukcja w roku 2025. W przypadku, gdyby odbyła się bowiem aukcja interwencyjna, zgodnie z	„- Prezes URE w dniu 31 marca 2026 r. oblicza liczbę wydanych do dnia 28 marca 2026 r. ważnych zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji, o których mowa w art. 27 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, i w przypadku gdy ich liczba wynosi co najmniej 3, do dnia 15 kwietnia 2026 r. ogłasza termin przeprowadzenia aukcji interwencyjnej na uzyskanie prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzonej do sieci przez wytwórców, przypadający nie wcześniej niż 15 maja 2026 r. i nie później niż 30 czerwca 2026 r.” 2. Nadanie art. 13 ust. 2 ustawy zmieniającej nowego brzmienia oraz dodanie nowych ust. 3 i 4: „2. Do aukcji interwencyjnej stosuje się odpowiednio przepisy art. 30-37 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, z wyjątkiem art. 30 ust. 1 i 8. 3. W przypadku przeprowadzenia aukcji interwencyjnej, regulamin aukcji ogłoszony dla aukcji przeprowadzanej w 2025 r. zachowuje ważność. 4. W przypadku przeprowadzenia aukcji interwencyjnej waloryzację, o której mowa w art. 38 ust. 5 pkt 2 ustawy zmienianej w art. 1, przeprowadza się począwszy od roku 2026.” 3. Proponujemy wskazanie wprost w uzasadnieniu projektu ustawy, że kryteria rozstrzygnięcia ewentualnej aukcji interwencyjnej w 2026 r. będą identyczne jak kryteria rozstrzygnięcia aukcji zaplanowanej na rok 2025, co zdaje się wynikać z zaproponowanego	Wprowadzono zmianę, dzięki której termin przeprowadzenia sesji aukcji będzie ogłaszany wcześniej niż pozostałe wymagania aukcji. W projekcie wskazano, że do aukcji interwencyjnej stosuje się odpowiednio przepisy art. 30-37 ustawy offshore wind. Jednocześnie należy przypomnieć, że do aukcji realizowanych od 31 grudnia 2025 r. będą miały zastosowanie przepisy rozporządzenia Net Zero Industry Act, dlatego niemożliwym jest zastosowanie do ewentualnej aukcji interwencyjnej w 2026 r. kryteriów rozstrzygania aukcji stosowanych do aukcji z 2025 r. Ewentualna aukcja interwencyjna jest odrębną aukcją od aukcji w 2025 r. Realizacja aukcji w 2026 r. wymagałaby także uzgodnienia z Komisją Europejską, gdyż decyzja KE SA.55940 (2021/N) zatwierdzająca system wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej w Polsce nie uwzględnia możliwości przeprowadzenia aukcji w 2026 r. Mając na uwadze powyższe niemożliwym jest wskazanie w ustawie dokładnego terminu przeprowadzenia tej aukcji.

			aktualnym brzmieniem ustawy offshore, waloryzacja ceny nastąpi po raz pierwszy dopiero w roku następującym po roku rozstrzygnięcia tej aukcji, czyli począwszy od roku 2027. Tymczasem cena maksymalna została ustalona w styczniu 2025 roku, zgodnie z danymi dostępnymi w roku 2024 – z myślą o zgodnym z harmonogramem przeprowadzeniu pierwszej aukcji w roku 2025. Naszym zdaniem, aby utrzymać w aukcji interwencyjnej takie same zasady jak w aukcji „podstawowej”, należy w ustawie zmieniającej dodać także przepis przesadzający, że waloryzacji dokonuje się począwszy od roku 2026 – czyli tak, jak gdyby aukcja odbyła się w roku 2025. Mając na uwadze powyższe założenia, z jednej strony proponujemy uzupełnienie art. 13 ust. 2 ustawy zmieniającej oraz dodanie nowych ust. 3 i 4 w tym przepisie, a z drugiej – sugerujemy uzupełnienie uzasadnienia projektu, aby jasno określić jakie będą kryteria rozstrzygnięcia tej ewentualnej dodatkowej aukcji.	brzmienia art. 13 ust. 2 ustawy zmieniającej.	
639.	Część wspólna w art. 13 ust. 1 pkt 2 oraz art. 13 ust. 2	Equinor i Polenergia	Art. 13 ust. 1 pkt 2 ustawy zmieniającej dotyczy możliwości przeprowadzenia przez Prezesa URE tzw. aukcji interwencyjnej w roku 2026, w przypadku gdyby aukcja w roku 2025 się nie mogła odbyć ze względu na zbyt małą liczbę uczestników lub nie została rozstrzygnięta ze względu na niewystarczającą liczbę ofert. O ile sama idea organizacji aukcji interwencyjnej jest dla nas w pełni zrozumiała i ją popieramy, o tyle zbyt duża ogólność i lakoniczność przepisów w tym zakresie może naszym zdaniem uniemożliwić osiągnięcie wszystkich celów organizacji tej dodatkowej aukcji.	1. Nadanie części wspólnej w art. 13 ust. 1 pkt 2 ustawy zmieniającej nowego brzmienia: „- Prezes URE w dniu 31 marca 2026 r. oblicza liczbę wydanych do dnia 28 marca 2026 r. ważnych zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji, o których mowa w art. 27 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, i w przypadku gdy ich liczba wynosi co najmniej 3, do dnia 15 kwietnia 2026 r. ogłasza termin przeprowadzenia aukcji interwencyjnej na uzyskanie prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzonej do sieci	Uwaga nieuwzględniona Wprowadzono zmianę, dzięki której termin przeprowadzenia sesji aukcji będzie ogłaszany wcześniej niż pozostałe wymagania aukcji. W projekcie wskazano, że do aukcji interwencyjnej stosuje się odpowiednio przepisy art. 30-37 ustawy offshore wind. Jednocześnie należy przypomnieć, że do aukcji realizowanych od 31 grudnia 2025 r. będą miały zastosowanie przepisy rozporządzenia Net Zero

		Jak wielokrotnie zwracaliśmy uwagę, nieprzeprowadzenie lub nierozstrzygnięcie aukcji w roku 2025 doprowadzi do kumulacji aż 8 GW wolumenu w aukcji roku 2027, co z jednej strony spowoduje lukę inwestycyjną w polskim offshore wind, a z drugiej – znacząco utrudni realizację tak dużej liczby projektów równoległe na dopiero rozwijającym się polskim rynku. Aby uniknąć obu tych negatywnych zjawisk naszym zdaniem aukcja interwencyjna w roku 2026 powinna odbyć się możliwie szybko, tj. najpóźniej do 30 czerwca. Każde dodatkowe opóźnienie zwiększa ryzyko wystąpienia luki inwestycyjnej, może znacząco wpłynąć na łańcuch dostaw i dostępność komponentów, a także przyczynić się do skumulowania realizacji wielu projektów w tym samym czasie. Dopuszczenie możliwości organizacji aukcji interwencyjnej np. w grudniu 2026 r. oznacza, że do zaledwie roku zmniejsza się dystans pomiędzy harmonogramami realizacji nawet 4 GW projektów z aukcji interwencyjnej oraz również nawet 4 GW projektów z aukcji zaplanowanej na rok 2027. Ponadto uważamy, że ewentualna aukcja interwencyjna w roku 2026 powinna odbyć się na takich samych zasadach jak aukcja roku 2025, szczególnie w zakresie regulaminu aukcji. Nie będzie to bowiem osobna, nowa aukcja w harmonogramie, a jedynie doraźna interwencja, której przedmiotem będzie dokładnie ten sam wolumen, co w aukcji roku 2025. Co więcej, zwracamy uwagę na kwestię waloryzacji ceny wykonania, która w przypadku odbycia się aukcji	przez wytwórców, przypadający nie wcześniej niż 15 maja 2026 r. i nie później niż 30 czerwca 2026 r.” 2. Nadanie art. 13 ust. 2 ustawy zmieniającej nowego brzmienia oraz dodanie nowych ust. 3 i 4: „2. Do aukcji interwencyjnej stosuje się odpowiednio przepisy art. 30-37 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, z wyjątkiem art. 30 ust. 1 i 8. 3. W przypadku przeprowadzenia aukcji interwencyjnej, regulamin aukcji ogłoszony dla aukcji przeprowadzanej w 2025 r. zachowuje ważność. 4. W przypadku przeprowadzenia aukcji interwencyjnej waloryzację, o której mowa w art. 38 ust. 5 pkt 2 ustawy zmienianej w art. 1, przeprowadza się począwszy od roku 2026.”	Industry Act, dlatego niemożliwym jest zastosowanie do ewentualnej aukcji interwencyjnej w 2026 r. kryteriów rozstrzygania aukcji stosowanych do aukcji z 2025 r. Ewentualna aukcja interwencyjna jest odrębną aukcją od aukcji w 2025 r. Realizacja aukcji w 2026 r. wymagałaby także uzgodnienia z Komisją Europejską, gdyż decyzja KE SA.55940 (2021/N) zatwierdzająca system wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej w Polsce nie uwzględnia możliwości przeprowadzenia aukcji w 2026 r. Mając na uwadze powyższe niemożliwym jest wskazanie w ustawie dokładnego terminu przeprowadzenia tej aukcji.

			interwencyjnej zostanie przeprowadzona mniej korzystnie dla oferentów niż w przypadku gdyby odbyła się aukcja w roku 2025. W przypadku, gdyby odbyła się bowiem aukcja interwencyjna, zgodnie z aktualnym brzmieniem ustawy offshore, waloryzacja ceny nastąpi po raz pierwszy dopiero w roku następującym po roku rozstrzygnięcia tej aukcji, czyli poczynawszy od roku 2027. Tymczasem cena maksymalna została ustalona w styczniu 2025 roku, zgodnie z danymi dostępnymi w roku 2024 – z myślą o zgodnym z harmonogramem przeprowadzeniu pierwszej aukcji w roku 2025. Naszym zdaniem, aby utrzymać w aukcji interwencyjnej takie same zasady jak w aukcji „podstawowej”, należy w ustawie zmieniającej dodać także przepis przesądzający, że waloryzacji dokonuje się poczynawszy od roku 2026 – czyli tak, jak gdyby aukcja odbyła się w roku 2025. Mając na uwadze powyższe proponujemy uzupełnienie art. 13 ust. 1 i 2 ustawy zmieniającej oraz dodanie nowych ust. 3 i 4 w tym przepisie.		
640.	Art. 13a	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Wprowadzenie przepisu przejściowego, zgodnie z którym aukcja 2025 r. zostanie przeniesiona na 2026 r. również w przypadku, gdy moc zainstalowana zgłoszona do aukcji nie przekracza 70-90%.		Uwaga nieuwzględniona Propozycja PKEE proponuje przeniesienie aukcji na kolejny rok, w sytuacji gdy moc zainstalowana wszystkich projektów z ofert w aukcji w 2025r. będzie się zawierała w przedziale między 400 MW a 2200 MW. W uwadze brakuje uzasadnienia, dla przyjęcia akurat takich, a nie innych wartości. W tym miejscu należy podkreślić, że w ocenie MKiŚ nie ma racjonalnego uzasadnienia do nieprzeprowadzenia aukcji w 2025 r. w sytuacji, gdy zostały

					spełnione wymagania dotyczące liczby uczestników i liczby ofert. Inwestorzy MFW wskazują, że każde dodatkowe opóźnienie przeprowadzenia aukcji zwiększa ryzyko wystąpienia luki inwestycyjnej i może znacząco wpłynąć na łańcuch dostaw i dostępność komponentów, a także przyczynić się do skumulowania realizacji wielu projektów w tym samym czasie. Wprowadzenie propozycji zawartej w uwadze miałyby znaczny negatywny wpływ na rozwój rynku morskiej energetyki wiatrowej w Polsce.
641.	Art. 15	Urząd Marszałkowski Województwa Pomorskiego	Poważne wątpliwości budzi możliwość wypełnienia obowiązku sporządzenia po raz pierwszy planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji OZE (później nazwane planami OPRO) do 21 lutego 2026 r., ze względu na brak map potencjału, brak rozporządzenia, brak mocy przyłączeniowych oraz uwarunkowania proceduralne. Na wstępie należy zaznaczyć, że zapisy projektu ustawy oraz jego uzasadnienia wydają się być ze sobą niespójne. Zgodnie z treścią projektu ustawy można wnioskować, że każdy samorząd województwa musi sporządzić po raz pierwszy plany OPRO do 21.02.2026 r. (nie wiadomo czy dla wszystkich rodzajów OZE, czy wystarczy, że dla jednego), natomiast w uzasadnieniu zaznaczono, że przynajmniej jeden obszar przyspieszonego rozwoju (nie dookreślono czy w Polsce, czy w każdym województwie) powinien zostać wyznaczony do 21 lutego 2026 r. Dodatkowo, czy autorzy ustawy pod		Uwaga częściowo uwzględniona Termin sporządzenia po raz pierwszy planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji OZE do 21 lutego 2026 r. wynika z wymogu określonego w dyrektywie RED III, który wskazuje, że do tego czasu w każdym Państwie Członkowskim powinien zostać wyznaczony przynajmniej jeden taki obszar. OPRO i możliwość jego wyznaczenia będą poddane kilkuaspektowej analizie oraz opiniowaniu przez właściwe organy i podmioty. Ostateczny termin ustawowy wyznaczenia OPRO będzie zależny także od przebiegu przedmiotowego procesu legislacyjnego oraz innych działań równoległych (np. mapowania potencjału OZE). Jednocześnie w celu usunięcia wątpliwości interpretacyjnych przededagowano brzmienie przepisu

			pojęciem „sporządza” rozumieją przygotowanie dokumentu czy jego przyjęcie przez sejmik województwa? Odnosząc się do kwestii możliwości sporządzenia planu OPRO do 21.02.2026 r. chcemy zwrócić uwagę, że dyrektywa nr 2023/2413 nakładająca na Polskę obowiązki w kwestii planów OPRO, w tym terminy graniczne, została przyjęta w październiku 2023 r. Od tego czasu aż do lutego br. nie podjęto działań prowadzących do przeniesienia tego obowiązku do polskiej legislacji. Obecny projekt ustawy ceduje de facto ciężar sprostania wymogom UE na samorządy województw, a możliwość rozpoczęcia prac uzależnia jeszcze od wydania odpowiedniego rozporządzenia (termin jego wydania jest nieznany) oraz publikacji map potencjałów (które wg ww. dyrektywy muszą zostać sporządzone do 21 maja 2025 r., choć nie ma pewności, że tak się stanie). Przyjmując, że ww. dokumenty, niezbędne do przygotowania planów OPRO, pojawiają się do końca maja br., to i tak w praktyce mało realne jest przygotowanie na czas planów OPRO i przeprowadzenie strategicznej oceny oddziaływania na środowisko (w tym sporządzenie prognozy OOŚ) zgodnie z ustawą o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko. Biorąc pod uwagę termin niezbędny do przygotowania planów OPRO, należy wliczyć także czas na zgłaszanie uwag (które raczej powinny być nazwane wnioskami, ponieważ etap ten ma dotyczyć momentu przed powstaniem planu OPRO), który powinien – jak sugeruje zapis uzasadnienia o „wrażliwości w zakresie wyznaczania terminu” - być możliwie jak najdłuższy i wynosiłby	wskazując wyraźnie, że obowiązek związany z planem obszarów OZE dotyczy każdego województwa. Ponadto, zmieniono słowo „sporządza” na „uchwala” w celu bardziej precyzyjnego oddania treści art. 15c ust. 1 dyrektywy RED III, który posługuje się pojęciem „przyjmuje”. W celu oddania rzeczywistego stanu rzeczy dotyczącego możliwości wyznaczania OPRO poddano projekt planu obszarów OZE pod opiniowanie przedsiębiorstwa zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii w zakresie dostępnej mocy przyłączeniowych czy możliwości rozwoju sieci w celu przyłączania instalacji OZE. Plany obszarów OZE mają być drogowskazem odnośnie optymalnej lokalizacji instalacji OZE. Dlatego powinny one uwzględniać aktualną sytuację związaną z ograniczeniami sieciowymi oraz możliwości jej poprawy.

			maksymalny czas określony w projekcie (czyli 3 miesiące). Odrębną kwestia jest także to, że jak zaznaczono w uzasadnieniu określanie OPRO będzie możliwe tylko tam, gdzie dostępne są wolne moce przyłączeniowe. Zgodnie z informacjami o wartości łącznej dostępnej mocy przyłączeniowej opublikowanymi przez PSE S.A. oraz Energetykę Operator S.A. w Pomorskiem do 2030 nie ma żadnych dostępnych mocy przyłączeniowych. Niewielkie dostępne moce (rzędu maks. kilku MW), w obrębie obsługi przez Enea Operator, znajdują się na zachodnich granicach województwa, ale one nie gwarantują możliwości przyłączenia większych farm PV czy wiatrowych. Co w takiej sytuacji?		
642.	Art. 15	Urząd Marszałkowski Województwa Śląskiego	Dotrzymanie wskazanego w projekcie ustawy terminu sporządzenia po raz pierwszy planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii (21 lutego 2026 r.), przy uwzględnieniu etapu prac na jakim znajduje się projekt, czasu niezbędnego dla przygotowania aktu wykonawczego, o którym mowa w rozdziale 7b, art. 160g ust. 6 aktu zmieniającego oraz czasochłonności procedury sporządzania planów obszarów OZE, nie jest możliwe. Sugeruje się zwiększenie czasu na przygotowanie ww. planów do roku od momentu przyjęcia rozporządzenia określającego sposób przygotowania projektu planu obszarów OZE.		Uwaga wyjaśniona Termin sporządzenia po raz pierwszy planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji OZE do 21 lutego 2026 r. wynika z wymogu określonego w dyrektywie RED III, który wskazuje, że do tego czasu w każdym Państwie Członkowskim powinien zostać wyznaczony przynajmniej jeden taki obszar. OPRO i możliwość jego wyznaczenia będą poddane kilkuaspektowej analizie oraz opiniowaniu przez właściwe organy i podmioty. Ostateczny termin ustawowy wyznaczenia OPRO będzie zależny także od przebiegu przedmiotowego procesu legislacyjnego oraz innych działań równoległych (np. mapowania potencjału OZE).

643.	Art. 15	Urząd Marszałkowski Województwa Podkarpackiego	Należy przyjąć realny termin, który umożliwi wywiązanie się organów samorządu województwa w zakresie opracowania i przyjęcia po raz pierwszy planów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła. Samorząd Województwa nie widzi możliwości dotrzymania tego terminu ze względu na brak do dnia 28 lutego 2025 r. przyjętych przepisów ustawodawczych i rozporządzeń wykonawczych w oparciu o które można by oszacować niezbędny czas na opracowanie i przyjęcie po raz pierwszy planów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła.		Uwaga wyjaśniona Termin sporządzenia po raz pierwszy planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji OZE do 21 lutego 2026 r. wynika z wymogu określonego w dyrektywie RED III, który wskazuje, że do tego czasu w każdym Państwie Członkowskim powinien zostać wyznaczony przynajmniej jeden taki obszar. OPRO i możliwość jego wyznaczenia będą poddane kilkuaspektowej analizie oraz opiniowaniu przez właściwe organy i podmioty. Ostateczny termin ustawowy wyznaczenia OPRO będzie zależny także od przebiegu przedmiotowego procesu legislacyjnego oraz innych działań równoległych (np. mapowania potencjału OZE).
644.	Art. 15	Instytut Rozwoju Terytorialnego za pośrednictwem Biura Związku Województw RP	Proponuje się korektę terminu sporządzenia OPRO. Biorąc pod uwagę terminy wyznaczone na przygotowanie map potencjału rozwoju OZE oraz konieczność przygotowania odpowiedniego rozporządzenia, termin sporządzenia OPRO budzi poważne wątpliwości.		Uwaga wyjaśniona Termin sporządzenia po raz pierwszy planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji OZE do 21 lutego 2026 r. wynika z wymogu określonego w dyrektywie RED III, który wskazuje, że do tego czasu w każdym Państwie Członkowskim powinien zostać wyznaczony przynajmniej jeden taki obszar. OPRO i możliwość jego wyznaczenia będą poddane kilkuaspektowej analizie oraz opiniowaniu przez właściwe organy i podmioty. Ostateczny termin ustawowy wyznaczenia OPRO będzie zależny także od przebiegu przedmiotowego procesu legislacyjnego oraz innych działań równoległych (np. mapowania potencjału OZE).

645.	Art. 15	Urząd Marszałkowski Województwa Lubuskiego w Zielonej Górze	Potrzeba wydłużenia wskazanego terminu sporządzenia planów OPRO oraz wprowadzenia przepisów przejściowych. Przystąpienie do sporządzenia planów OPRO w znacznym stopniu warunkuje opracowanie map potencjału odnawialnego źródła energii i rozporządzenia w sprawie określenia sposobu przygotowania projektu planu obszarów OZE. Termin sporządzenia planów OPRO (i przeprowadzenia strategicznej OOS) powinien uwzględniać realny czas potrzebny do realizacji tego zadania, w tym również czas potrzebny na składanie wniosków i konsultacji społecznych. Ponadto warto rozważyć wprowadzenie przepisów przejściowych.		Uwaga wyjaśniona Termin sporządzenia po raz pierwszy planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji OZE do 21 lutego 2026 r. wynika z wymogu określonego w dyrektywie RED III, który wskazuje, że do tego czasu w każdym Państwie Członkowskim powinien zostać wyznaczony przynajmniej jeden taki obszar. OPRO i możliwość jego wyznaczenia będą poddane kilkuaspektowej analizie oraz opiniowaniu przez właściwe organy i podmioty. Ostateczny termin ustawowy wyznaczenia OPRO będzie zależny także od przebiegu przedmiotowego procesu legislacyjnego oraz innych działań równoległych (np. mapowania potencjału OZE).
646.	Art. 15	Urząd Marszałkowski Województwa Świętokrzyskiego	Zapisy wskazanych art. są niespójne, ponieważ art. 160g (dodany art. do ustawy o odnawialnych źródłach energii) daje możliwość utworzenia planów, a art. 15 (projektu ud162) zobowiązuje do ich przygotowania. Zapisy powinny zostać ujednolicone, ponieważ mogą budzić wątpliwości interpretacyjne.		Uwaga wyjaśniona Brzmienie przepisów zostało przededagowane poprzez usunięcie fakultatywności z przepisu merytorycznego. Jednocześnie należy zauważyć, że możliwość wyznaczenia OPRO w pierwszej kolejności będzie uzależniona od sporządzonych map potencjału OZE, stąd nie każde województwo może zostać zobowiązane do sporządzenia planów obszarów OZE dla danej technologii.
647.	Art. 15	Urząd Marszałkowski Województwa Zachodniopomorskiego / RBGPWZ w Szczecinie	Z przepisu nie wynika dla ilu źródeł oze (technologii) mają być opracowane plany w tym terminie. Zaproponowane uzupełnienie lub adekwatne, jednoznacznie to wyjaśnia.	Art. 15. Organy samorządu województwa sporządzą po raz pierwszy plany obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 160g ust. 1 ustawy zmienianej w art. 9 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, dla obszaru danego województwa i dla co najmniej jednego	Uwaga wyjaśniona Liczba procedowanych planów w danym województwie będzie zależna od szeregu uwarunkowań, zwłaszcza wyników mapowania potencjału OZE. Może się zatem zdarzyć, że w danym

				rodzaju odnawialnego źródła energii, w terminie do dnia 21 lutego 2026 r.	przypadku będzie to jeden plan, a w innym więcej niż jeden. Niemniej wskazane wątpliwości interpretacyjne przytaczanych przepisów zostały poddane analizie, na podstawie której dostosowano ich brzmienie.
648.	Art. 15	Związek Powiatów Polskich	Brzmienie przepisu art. 15 narzuca sztywny termin sporządzenia planów. Po pierwsze, z proponowanego rozdziału 7b ustawy o OZE wynika raczej, że jest to uprawnienie, a nie obowiązek samorządu województwa. Po drugie, sporządzanie planów ma się opierać na mapach sztykowanych przez ministra, któremu nie narzucono żadnej daty granicznej przedstawienia tych map w swoim BIP.	Dlaczego przepis narzuca na organy samorządu województwa obowiązek sporządzenia planów do konkretnej daty, skoro zgodnie z proponowanym art. 160g ustawy o OZE jest to ich uprawnienie?	Uwaga wyjaśniona Brzmienie przepisów zostało przeredagowane poprzez usunięcie fakultatywności z przepisu merytorycznego. Jednocześnie należy zauważyć, że możliwość wyznaczenia OPRO w pierwszej kolejności będzie uzależniona od sporządzonych map potencjału OZE, stąd nie każde województwo może zostać zobowiązane do sporządzenia planów obszarów OZE dla danej technologii. Termin publikacji map potencjału OZE nie został określony, gdyż proces ten znajduje się na początkowym etapie zamówienia publicznego, dlatego na obecnym etapie prac nie jest to możliwe.
649.	Art. 15	Urząd Marszałkowski Województwa Lubuskiego w Zielonej Górze	Nieściśłość zapisów co do obligatoryjności sporządzenia planów OPRO. W art. 160g ust. 1-2 zmienianej ustawy o OZE zawarto zwroty: „mogą” i „może”. Natomiast w art. 15 projektu ustawy wyznaczono konkretny termin sporządzenia pierwszych planów OPRO. Wskazuje się na potrzebę doprecyzowania i ujednolicenia zapisów.		Uwaga wyjaśniona Brzmienie przepisów zostało przeredagowane poprzez usunięcie fakultatywności z przepisu merytorycznego. Jednocześnie należy zauważyć, że możliwość wyznaczenia OPRO w pierwszej kolejności będzie uzależniona od sporządzonych map potencjału OZE, stąd nie każde województwo może zostać zobowiązane do sporządzenia planów obszarów OZE dla danej technologii.
650.	Art. 15	Urząd Marszałkowski Województwa Mazowieckiego w	Proponuje się ujednolicić przepisy art. 9 (w zakresie w jakim dodaje art. 160g ust. 1 w ustawie o odnawialnych źródłach energii) i		Uwaga wyjaśniona

		Warszawie za pośrednictwem Biura Związku Województw RP	art. 15, dotyczące sporządzania przez samorządy województw planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnych źródeł energii. Projekt ustawy zawiera przepisy w zakresie obowiązku sporządzania przez samorządy województwa planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnych źródeł energii, które mogą być sprzecznie interpretowane. Art. 15 projektu ustawy wskazuje że „organy samorządu województwa sporządzą po raz pierwszy plany obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii [...] dla obszaru danego województwa w terminie do dnia 21 lutego 2026 r.”. Przepis ten jest sprzeczny z postanowieniami art. 160g ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii (dodawanego przez art. 9), zgodnie z którym „organy samorządu województwa mogą sporządzać plany obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii [...] dla obszaru województwa.”. Art. 15 przewiduje więc, że sporządzenie przez samorządy województw planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnych źródeł energii będzie obowiązkowe, z kolei art. 160g ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii (dodawany przez art. 9) przewiduje, że będzie to kompetencja fakultatywna.		Brzmienie przepisów zostało przeredagowane poprzez usunięcie fakultatywności z przepisu merytorycznego. Jednocześnie należy zauważyć, że możliwość wyznaczenia OPRO w pierwszej kolejności będzie uzależniona od sporządzonych map potencjału OZE, stąd nie każde województwo może zostać zobowiązane do sporządzenia planów obszarów OZE dla danej technologii.
651.	Art. 15	Urząd Marszałkowski Województwa Mazowieckiego w Warszawie za pośrednictwem Biura Związku Województw RP	Należy wydłużyć termin na sporządzenie planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnych źródeł energii. Wskazany w projekcie ustawy termin przewidziany na sporządzenie planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnych źródeł energii jest zbyt krótki. Termin ten powinien zostać wyznaczony z uwzględnieniem faktu, że:		Uwaga wyjaśniona Termin sporządzenia po raz pierwszy planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji OZE do 21 lutego 2026 r. wynika z wymogu określonego w dyrektywie RED III, który wskazuje, że do tego czasu w każdym Państwie Członkowskim powinien zostać wyznaczony przynajmniej jeden taki

			- plany mają zostać sporządzone (zgodnie z art. 160f ustawy zmienianej w art. 9) na terenach położonych w granicach obszarów uwzględnionych na mapach potencjału odnawialnego źródła energii opublikowanych przez ministra właściwego ds. klimatu (art. 160e ust. 1 ustawy zmienianej w art. 9) - planowo mapy te mają być sporządzone do dnia 21 maja 2025 r. (tabela zgodności); - sposób sporządzania planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnych źródeł energii zostanie określony w drodze rozporządzenia przez ministra właściwego ds. klimatu w uzgodnieniu z ministrem ds. budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa, przy czym nie podano kiedy takie rozporządzenie zostanie przyjęte. Dodatkowo należy wziąć pod uwagę czas potrzebny na uchwalenie planów zgodnie z określoną w projekcie ustawy procedurą przewidującą m.in. konsultacje społeczne (trwające nie krócej niż 1 miesiąc), wprowadzenie zmian wynikających z uzyskanych opinii i uzgodnień oraz obowiązek sporządzenia strategicznej oceny oddziaływania na środowisko, co również wymaga odpowiedniej ilości czasu m.in. z powodu konieczności przygotowania prognozy oddziaływania na środowisko.		obszar. OPRO i możliwość jego wyznaczenia będą poddane kilkuaspektowej analizie oraz opiniowaniu przez właściwe organy i podmioty Ostateczny termin ustawowy wyznaczenia OPRO będzie zależny także od przebiegu przedmiotowego procesu legislacyjnego oraz innych działań równoległych (np. mapowania potencjału OZE).
652.	Art. 15	Fundacja Frank Bold	Zaproponowany termin, mając na uwadze brak mapowania, czas przygotowywania planów obszarów OZE, konieczność dokonania strategicznej oceny oddziaływania na środowisko planów ORAZ oparcie planów na miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego gmin w danym województwie jest nierealny	„Art. 15. Organy samorządu województwa sporządzą pierwszy plan obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 160g ust. 1 ustawy zmienianej w art. 9 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, dla obszaru danego województwa w terminie do dnia 21 lutego 2027 r.”.	Uwaga wyjaśniona Termin sporządzenia po raz pierwszy planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji OZE do 21 lutego 2026 r. wynika z wymogu określonego w dyrektywie RED III, który wskazuje, że do tego czasu w każdym Państwie Członkowskim powinien zostać

			i może skutkować nierzetelnym opracowywaniem planów obszarów OZE.		wyznaczony przynajmniej jeden taki obszar. OPRO i możliwość jego wyznaczenia będą poddane kilkuaspektowej analizie oraz opiniowaniu przez właściwe organy i podmioty. Ostateczny termin ustawowy wyznaczenia OPRO będzie zależny także od przebiegu przedmiotowego procesu legislacyjnego oraz innych działań równoległych (np. mapowania potencjału OZE).
653.	Art. 15	Polska Organizacja Biometanu	Proponowana zmiana, wyznaczy Ministrowi właściwemu do spraw klimatu odpowiedni termin na publikację po raz pierwszy map potencjału odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 160e. Spowoduje to zagwarantowanie poszczególnym jednostką samorządu terytorialnego odpowiednio długiego okresu czasu na zapoznanie się z opublikowaną mapą potencjału oraz rozpoczęcie działań w celu przygotowania planów obszarów przyspieszonego rozwoju z zachowaniem terminu wyznaczonego w art. 15.	Dotychczasową treść oznaczyć jako ust. 1 i dodać ust. 2 w brzmieniu: Minister właściwy do spraw klimatu publikuje po raz pierwszy mapy potencjału odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 160e ust. 1 ustawy zmienianej w art. 9 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii w terminie do dnia 30 czerwca 2025 r.	Uwaga wyjaśniona Termin publikacji map potencjału OZE nie został określony, gdyż proces ten znajduje się na początkowym etapie zamówienia publicznego, dlatego na obecnym etapie prac nie jest to możliwe. Mapy potencjału OZE wyznaczane będą na poziomie ogólnokrajowym w oparciu o kompleksową specyfikację techniczną zawierającą wielorakie i szczegółowe kryteria mapowania (z którą można zapoznać się pod wskazanym linkiem - https://www.gov.pl/web/klimat/g311-kamien-milowy-g1l-mapowanie-potencjalu-energii-ze-zrodel-odnawialnych-w-odniesieniu-do-fotowoltaicznych-i-ladowych-instalacji-wiatrowych), natomiast wyznaczanie OPRO w opinii projektodawcy powinno następować z poziomu regionalnego z uwagi na najlepsze rozeznanie na temat niezbędnych uwarunkowań lokalnych. Dodatkowe wyjaśnienia dotyczące opracowywania i publikacji map

					potencjału OZE zostały uwzględnione w uzasadnieniu projektu.
654.	Art. 15	Wento Sp. z o.o.	Słowo „sporządzą” jest nieprecyzyjne. Aby spełnić wymagania Dyrektywy RED III w zakresie wyznaczenia obszarów przyspieszonego rozwoju OZE należałoby jasno określić konkretne zdarzenie wynikające z przepisów prawa. Najlepiej definiuje to słowo „wejście w życie”.	Art. 15. <i>Organy samorządu województwa sporządzą oraz uchwalą po raz pierwszy plany obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 160g ust. 1 ustawy zmienianej w art. 9 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, dla obszaru danego województwa w taki sposób, aby weszły w życie do dnia 21 lutego 2026 r.</i>	Uwaga kierunkowo uwzględniona Projektodawca zmienił brzmienie przepisów w sposób zgodny z propozycją.
655.	Art. 15a	ClientEarth	Proponuje się dodanie przepisu dot. utworzenia pilotażowego OPRO, wspartego zapleczem merytorycznym i finansowym administracji centralnej – na podobieństwo pilotażowego regionalnego planu adaptacji do zmiany klimatu dla województwa śląskiego, powstającego przy wsparciu IOŚ-PIB: https://www.czystochowa.powiat.pl/regionalny-plan-adaptacji-do-zmian-klimatu-województwa-slaskiego Taki pilotażowy projekt, zrealizowany z odpowiednim wyprzedzeniem (w stosunku do terminu na implementację instytucji OPRO, wynikającym z RED III), mógłby służyć jako punkt odniesienia i dobry przykład dla pozostałych samorządów. Proponuje się, że taki pilotażowy OPRO powstałby we współpracy z Ministerstwem Klimatu i Środowiska, najpóźniej do końca 2025 r.	Po art. 15 dodać nowy art. 15a w <u>brzmieniu</u>: „Art. 15a. 1. Najpóźniej do dnia 31 grudnia 2025 r. wyznacza się co najmniej jeden pilotażowy obszar przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii. 2. Minister właściwy do spraw klimatu wpiera instytucjonalnie wyznaczenie obszaru, o którym mowa w ust. 1. 3. Koszty wyznaczenia obszaru, o którym mowa w ust. 1, są pokrywane w całości lub w części z budżetu państwa lub z budżetu Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. 4. Minister właściwy do spraw klimatu zapewnia środki na pokrycie kosztów, o których mowa w ust. 3.”	Uwaga nieuwzględniona Przedmiotowa propozycja nie mogłaby zostać zrealizowana bez uprzedniego wykonania map potencjału OZE, które będą gotowe najwcześniej w III kwartale 2025 r., co sprawia, że taki pilotaż nie zostałby zrealizowany z wyprzedzeniem pozwalającym na dochowanie terminu implementacji dyrektywy RED III. Przygotowanie bowiem „teoretycznego” planu obszarów OZE może nie wypełnić celu dyrektywy. Plan obszaru OZE powinien bowiem odnosić się do konkretnych danych.
656.	Art. 18	Związek Polskich Miast	Wysokość limitów wydatków z budżetu państwa oraz kosztów dla samorządów województwa na realizację nałożonych zadań jest zbyt niski	W OSR założono, że pierwsze koszty dla samorządów województw pojawią się dopiero w 2026 r. Największy ciężar prac ponoszony będzie już w 2025 r. Ponadto w OSR przyjęto, że koszt dla samorządów województw będzie się wiązał z koniecznością zatrudnienia 1 pracownika na region, a obciążenia z tym związane będą wynosić ok. 106 tys. zł/region rok.	Uwaga kierunkowo uwzględniona Poziom limitów wydatków z budżetu państwa oraz kosztów związanych z realizacją wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju OZE został zwiększony.

				Jednocześnie koszt zatrudnienia jednego pracownika z korpusu służby cywilnej oszacowano na wyższą kwotę - ok. 122,8 tys. zł/rok. Takie rozróżnienie nie znajduje uzasadnienia i jest niezrozumiałe. Ponadto trudno się zgodzić z założeniem, że zatrudnienie głównego specjalisty (o czym mowa w uzasadnieniu) będzie się wiązać z kosztami w wysokości jedynie ok. 8,8 tys. zł/miesiąc, ponieważ koszty te muszą uwzględniać wszystkie obciążenia składkowe i podatkowe, a nie tylko wynagrodzenie netto. Trudno się także zgodzić z tym, że ww. wzrost zatrudnienia pozwoli na przygotowanie planów OPRO wraz z prognozą oddziaływania na środowisko. Ewentualnie można założyć, że prognozy OOŚ będą zlecane podmiotom zewnętrznym, a ten koszt także powinien być uwzględniony w OSR.	
657.	Art. 18	Urząd Marszałkowski Województwa Mazowieckiego	Maksymalny limit wydatków z budżetu państwa na realizację nałożonych na samorząd województwa zadań jest zbyt niski. W zakresie wydatków z budżetu państwa uwzględniono koszty przeznaczone na zatrudnienie nowych pracowników odpowiedzialnych za opracowywanie i wdrażanie planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii dla województw. Zgodnie z założeniami obowiązki te w skali województwa ma realizować jeden pracownik, którego wynagrodzenie zgodnie z kalkulacjami zamieszczonymi w OSR wynosić będzie w 2026 r. 8985 zł brutto. Szacunki te są w oczywisty sposób zaniżone, zarówno jeśli chodzi o liczbę pracowników, którzy mają być odpowiedzialni za realizację wskazanych wyżej zadań, jak i przewidywaną kwotę ich wynagrodzenia.		Uwaga kierunkowo uwzględniona Przepisy zostały skorygowane i dostosowane, tym samym przewidują zwiększenie środków finansowych dla samorządów uwzględniających koszty związane z zatrudnieniem nowych pracowników oraz przygotowaniem ich stanowisk pracy.

			Dla porównania, w ramach RDOŚ i GDOŚ planuje się finansowanie zatrudnienia 24 pracowników w skali kraju. W kalkulacjach nie uwzględniono również kosztów przygotowania stanowiska pracy pracownika samorządowego.		
658.	Art. 18	Urząd Marszałkowski Województwa Pomorskiego	Wysokość limitów wydatków z budżetu państwa oraz kosztów dla samorządów województwa na realizację nałożonych zadań jest zbyt niski. W OSR założono, że pierwsze koszty dla samorządów województw pojawią się dopiero w 2026 r. Jest to błędne założenie, ponieważ największy ciężar prac ponoszony będzie w 2025 r., gdyż w I kwartale 2026 r. plany OPRO muszą być już gotowe. Ponadto w OSR przyjęto, że koszt dla samorządów województw będzie się wiązał z koniecznością zatrudnienia 1 pracownika na region, a obciążenia z tym związane będą wynosić ok. 106 tys. zł/region rok. Jednocześnie koszt zatrudnienia jednego pracownika z korpusu służby cywilnej oszacowano na wyższą kwotę - ok. 122,8 tys. zł/rok. Takie rozróżnienie nie znajduje uzasadnienia i jest niezrozumiałe. Ponadto trudno się zgodzić z założeniem, że zatrudnienie głównego specjalisty (o czym mowa w uzasadnieniu) będzie się wiązać z kosztami w wysokości jedynie ok. 8,8 tys. zł/miesiąc, ponieważ koszty te muszą uwzględniać wszystkie obciążenia składkowe i podatkowe, a nie tylko wynagrodzenie netto. Trudno się także zgodzić z tym, że ww. wzrost zatrudnienia pozwoli na przygotowanie planów OPRO wraz z prognozą oddziaływania na środowisko. Ewentualnie można założyć, że prognozy OOŚ będą zlecane podmiotom		Uwaga wyjaśniona Przepisy zostały skorygowane i dostosowane, tym samym przewidują zwiększenie środków finansowych dla samorządów uwzględniających koszty związane z zatrudnieniem nowych pracowników (wynagrodzenie + obciążenia składkowe i podatkowe) oraz przygotowaniem ich stanowisk pracy. Należy także wskazać, że koszty przyjęte w OSR nie wskazują rozróżnienia poziomu wynagrodzeń dla pracowników z korpusu służby cywilnej oraz pracowników spoza KSC. Biorąc pod uwagę etap legislacyjny na którym znajduje się projekt ustawy oraz czasochłonność całego procesu, nie jest możliwe uwzględnienie limitu wydatków na rok bieżący. Ponadto projekt nie przewiduje kosztów na rok 2025, ponieważ ich wskazanie nie jest możliwe w trakcie trwania roku budżetowego, przy czym należy wskazać, że prace nad wyznaczaniem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE będą toczyć się w rzeczywistości od roku 2026. Zgodnie bowiem z nowym brzmieniem projektu, sejmiki województwa będą zobowiązane do uchwalenia po raz pierwszy planu lub planów obszarów

			zewnątrznym, ale ten koszt także powinien być uwzględniony w OSR. By móc zlecić sporządzenie prognozy budżet państwa bądź instrumenty będące w dyspozycji administracji rządowej (np. W NFOŚiGW/WFOŚiGW) powinien przewidzieć wsparcie finansowe dla regionów w wysokości ok. 200 tys. zł/region lub więcej. Zlecenie sporządzenia prognozy OOS podmiotom zewnętrznym bądź przygotowanie jej samodzielnie przy wsparciu ekspertów zewnętrznych zwiększa prawdopodobieństwo wypełnienia obowiązku przygotowania planów OPRO z niewielkim opóźnieniem.		przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy.
659.	Art. 18	Urząd Marszałkowski Województwa Zachodniopomorskiego / RBGPWZ w Szczecinie	Nie jest jasne dlaczego nie przewidziano finansowania w roku 2025, w którym mają być wykonane pierwsze plany przez województwa. Czy kwoty wskazane dla danego roku dotyczą roku minionego?	Art. 18. ust. 1. Maksymalny limit wydatków z budżetu państwa... wynosi w: <u>1) 2025 r. – 1 965 304,67 zł;</u> 2) 2026 r. – 1 965 304,67 zł; ...	Uwaga wyjaśniona Biorąc pod uwagę etap legislacyjny na którym znajduje się projekt ustawy oraz czasochłonność całego procesu, nie jest możliwe uwzględnienie limitu wydatków na rok bieżący. Ponadto projekt nie przewiduje kosztów na rok 2025, ponieważ ich wskazanie nie jest możliwe w trakcie trwania roku budżetowego, przy czym należy wskazać, że prace nad wyznaczaniem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE będą toczyć się w rzeczywistości od roku 2026. Zgodnie bowiem z nowym brzmieniem projektu, sejmiki województwa będą zobowiązane do uchwalenia po raz pierwszy planu lub planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy.
660.	Art. 18	Urząd Marszałkowski Województwa Zachodniopomorskiego	Z OSR wynika m.in., że: „W związku z <i>projektowaniem nowatorskich rozwiązań systemowych dla prężnie rozwijającej się</i>	Art. 18. ust. 3. W przypadku <u>uzasadnionego</u> przekroczenia lub <u>uzasadnionego</u> zagrożenia przekroczenia	Uwaga kierunkowo uwzględniona

		go / RBGPWZ w Szczecinie	branży OZE, aktualnie trudno przewidzieć z jakimi wyzwaniami merytorycznymi będą musiały zmierzyć się organy samorządów wojewódzkich w ramach procesu wyznaczania OPRO. Nie jest również możliwe sporządzenie szczegółowych analiz pracochłonności. ..." Już to jedno zdanie wystarczająco uzasadnia odwrócenie podejścia zastosowanego w art. 18 ust. 3 wg zaproponowanego lub adekwatnego zapisu. Ponadto, skoro RDOŚ w kilku województwach z uwagi na „szczególne uwarunkowania” (kolejna uwaga) ma mieć podwojoną kwotę wsparcia, to dlaczego nie dotyczy to wybranych samorządów wojewódzkich? (pomijam w tym miejscu klucz do tego wyboru)	... <u>dysponent środków występuje o zwiększenie limitu przyznaných środków niezbędnych dla realizacji zadań, o których mowa w ust. 1.</u>	Przepisy zostały skorygowane i dostosowane, tym samym przewidują zwiększenie środków finansowych dla samorządów uwzględniających koszty związane z zatrudnieniem nowych pracowników (wynagrodzenie + obciążenia składkowe i podatkowe) oraz przygotowaniem ich stanowisk pracy.
661.	Art. 18	Urząd Marszałkowski Województwa Podkarpackiego	W związku z analizą opracowanego projektu ustawy o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (nr UD162 w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów) pod kątem wniesienia uwag zwracam się z prośbą o udzielenie wyjaśnień w niniejszym zakresie: 1. Art. 18. 1. Maksymalny limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań samorządu województwa wynikających z rozdziału 7b ustawy zmienianej w art. 9 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą wynosi w: 1) 2026 r. – 1 965 304,67 zł; 2) 2027 r. – 1 976 637,53 zł; 3) 2028 r. – 2 081 399,32 zł; 4) 2029 r. – 2 191 713,49 zł; 5) 2030 r. – 2 307 823,54 zł; 6) 2031 r. – 2 430 084,78 zł; 7) 2032 r. – 2 558 766,92 zł; 8) 2033 r. – 2 694 204,43 zł;		Uwaga wyjaśniona Przepisy zostały skorygowane i dostosowane, tym samym przewidują zwiększenie środków finansowych dla samorządów uwzględniających koszty związane z zatrudnieniem nowych pracowników (wynagrodzenie + obciążenia składkowe i podatkowe) oraz przygotowaniem ich stanowisk pracy. W OSR projektu rozpisano podział środków finansowych dla poszczególnych województw. Przeznaczone kwoty dotyczą kosztów etatów wraz z przygotowaniem stanowisk pracy dla nowych pracowników, którzy odpowiedzialni będą za prowadzenie procesu wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju OZE. Mapy potencjału OZE będą przygotowane z poziomu centralnego.

		9) 2034 r. – 2 836 811,27 zł; 10) 2035 r. – 2 986 966,98 zł. Pytanie: 1. Czy kwota wskazana na rok dotyczy wszystkich 16 samorządów województw. Jeżeli tak to jaki będzie mechanizm ich podziału na poszczególne samorządy województw. 2. Czy kwota jaką otrzyma województwo przeznaczona ma być na zlecenie zewnętrznemu podmiotowi na opracowanie mapy potencjału odnawialnego źródła energii czy są to tylko koszty administracyjne związane z nadzorem, wyborem wykonawcy i przyjęciem uchwały przez Sejmik. 3. Czy kwota jaką otrzyma województwo w danym roku dotyczy opracowania map potencjału dla wszystkich sześciu typów odnawialnych źródeł energii; 4. Jak należy rozumieć wskazaną kwotę 1 965 304,67 zł. na rok 2026 jeżeli zgodnie z art. 15 pierwszy plan obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnych źródeł energii ma być opracowany w terminie do 21 lutego 2026 r. 5. Do tego momentu (tj. do 2026 r.) z jakich środków samorząd województwa będzie pokrywał wydatki związane z opracowaniem planu obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnych źródeł energii. 6. Proszę wyjaśnić zawarte w uzasadnieniu zapisy do projektu ustawy „Art. 160j-l określają natomiast kolejno: formułę uchwalania planów obszarów OZE, partycypację w kosztach sporządzania planów obszarów OZE, umożliwiając udział inwestora, a także reguły dokonywania przeglądów i aktualizacji map potencjału odnawialnego źródła energii oraz planów	Organem odpowiedzialnym za to zadanie jest Minister Klimatu i Środowiska. Biorąc pod uwagę etap legislacyjny na którym znajduje się projekt ustawy oraz czasochłonność całego procesu, nie jest możliwe uwzględnienie limitu wydatków na rok bieżący. Ponadto projekt nie przewiduje kosztów na rok 2025, ponieważ ich wskazanie nie jest możliwe w trakcie trwania roku budżetowego, przy czym należy wskazać, że prace nad wyznaczaniem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE będą toczyć się w rzeczywistości od roku 2026. Ponadto zgodnie z nowym brzmieniem projektu, sejmiki województwa będą zobowiązane do uchwalenia po raz pierwszy planu lub planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy. Z projektu ustawy, w związku z pojawiającymi się wątpliwościami odnośnie możliwości finansowania przez inwestora planu obszaru OZE oraz zakresu tego finansowania, wykreślono przedmiotowy przepis.

			obszarów OZE” str. 48 mówiące o partycypacji w kosztach sporządzania planów obszary OZE. Wobec tego jak należy rozumieć że koszty na opracowanie planów obszaru OZE lub aktualizacji ponosić będzie województwo albo inwestor. Kogo należy rozumieć pod pojęciem inwestor		
662.	Art. 18	Urząd Marszałkowski Województwa Zachodniopomorskiego / RBGPWZ w Szczecinie	Wymagana stosowna korekta z uwzględnieniem uzasadnienia. Na jakiej podstawie przyjęto finansowanie dla RDOŚ (po 2 etaty w RDOŚ w Warszawie, Poznaniu, Katowicach, Wrocławiu i Opolu (!) oraz po 1 etacie w pozostałych RDOŚ). Uzasadnienie kryteriów w OSR: „Pierwszym z nich jest wielkość województwa, zaś drugim potencjał rozwoju inwestycji OZE.”		Uwaga wyjaśniona Przytoczone szacunki wynikają z informacji przekazanych przez GDOŚ, zgodnie z którymi stwierdzono, że na podstawie analizy procedowanych spraw i ich zakresu można w przybliżeniu założyć, że to właśnie województwa obsługiwane przez wskazane dyrekcje regionalne będą posiadały największy potencjał pod kątem wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju, a co za tym idzie organy właściwe do udziału w tych procedurach będą miały znacząco większą liczbę zadań do zrealizowania.
663.	Art. 19	Urząd Marszałkowski Województwa Zachodniopomorskiego	Na jakiej podstawie przyjęto finansowanie dla RDOŚ (po 2 etaty w RDOŚ w Warszawie, Poznaniu, Katowicach, Wrocławiu i Opolu (!) oraz po 1 etacie w pozostałych RDOŚ). Uzasadnienie kryteriów w OSR: „Pierwszym z nich jest wielkość województwa, zaś drugim potencjał rozwoju inwestycji OZE.” Czy są już znane wyniki prac nad potencjałem dla poszczególnych województw? Uzasadnienie zawarte w OSR w tym kontekście jest delikatnie to ujmując nietrafione. Co na tej krótkiej liście robi najmniejsze województwo w kraju z jedną z najmniejszych wartości jeśli chodzi o dotychczasowy rozwój OZE? Poza tym, RDOŚ w pierwszym okresie sporządzania	Wymagana stosowna korekta z uwzględnieniem uzasadnienia.	Uwaga wyjaśniona Przytoczone szacunki wynikają z informacji przekazanych przez GDOŚ, zgodnie z którymi stwierdzono, że na podstawie analizy procedowanych spraw i ich zakresu można w przybliżeniu założyć, że to właśnie województwa obsługiwane przez wskazane dyrekcje regionalne będą posiadały największy potencjał pod kątem wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju, a co za tym idzie organy właściwe do udziału w tych procedurach będą miały znacząco większą liczbę zadań do zrealizowania.

			planów OPRO będzie miał chyba możliwość zaopiniować podobną ilość projektów w każdym województwie? Być może będzie to jeden plan dla OPRO, a być może w niektórych województwach nie będzie żadnego, skoro zgodnie z art. 160g ust. 1 i 2. Organy samorządu województwa mogą sporządzać...		
664.	Uzasadnienie	Krajowa Izba Producentów Ryb	Biorąc pod uwagę, iż wszystkie inwestycje w MFW będą w strefie powyżej 12 Mm od brzegu, a więc nie na terenie wyłącznej jurysdykcji państwa Polskiego przepisy proponowane dotyczyć będą TYLKO Polskich armatorów. Wszelkie przepisy mające być zastosowane poza strefą 12 milową wymagają kodyfikacji organów Unii Europejskiej	Projekt ustawy wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.	Uwaga bezprzedmiotowa Odstąpiono od wprowadzania art. 10a w ustawie z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim
665.	Uzasadnienie	Arka sc – Ust-44	Biorąc pod uwagę, iż wszystkie inwestycje w MFW będą w strefie powyżej 12 Mm od brzegu, a więc nie na terenie wyłącznej jurysdykcji państwa Polskiego przepisy proponowane dotyczyć będą TYLKO Polskich armatorów. Wszelkie przepisy mające być zastosowane poza strefą 12 milową wymagają kodyfikacji organów Unii Europejskiej	Projekt ustawy wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.	Uwaga bezprzedmiotowa Odstąpiono od wprowadzania art. 10a w ustawie z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim
666.	Uzasadnienie	Armator UST-103	Biorąc pod uwagę, iż wszystkie inwestycje w MFW będą w strefie powyżej 12 Mm od brzegu, a więc nie na terenie wyłącznej jurysdykcji państwa Polskiego przepisy proponowane dotyczyć będą TYLKO Polskich armatorów. Wszelkie przepisy mające być zastosowane poza strefą 12 milową wymagają kodyfikacji organów Unii Europejskiej	Projekt ustawy wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.	Uwaga bezprzedmiotowa Odstąpiono od wprowadzania art. 10a w ustawie z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim
667.	Uzasadnienie	Zrzeszenie Rybaków Morskich- Organizacja Producentów	Biorąc pod uwagę, iż wszystkie inwestycje w MFW będą w strefie powyżej 12 Mm od brzegu, a więc nie na terenie wyłącznej jurysdykcji państwa Polskiego przepisy proponowane dotyczyć będą TYLKO Polskich armatorów. Wszelkie przepisy mające być zastosowane poza strefą 12	Projekt ustawy wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.	Uwaga bezprzedmiotowa Odstąpiono od wprowadzania art. 10a w ustawie z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim

			milową wymagają kodyfikacji organów Unii Europejskiej		
668.	Uzasadnienie	Pomorska Organizacja Producentów – ARKA Sp.z o.o.	Biorąc pod uwagę, iż wszystkie inwestycje w MFW będą w strefie powyżej 12 Mm od brzegu, a więc nie na terenie wyłącznej jurysdykcji państwa Polskiego przepisy proponowane dotyczyć będą TYLKO Polskich armatorów. Wszelkie przepisy mające być zastosowane poza strefą 12 milową wymagają kodyfikacji organów Unii Europejskiej	Projekt ustawy wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.	Uwaga bezprzedmiotowa Odstąpiono od wprowadzania art. 10a w ustawie z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim
669.	Uzasadnienie	Łódź rybacka UST-3	Biorąc pod uwagę, iż wszystkie inwestycje w MFW będą w strefie powyżej 12 Mm od brzegu, a więc nie na terenie wyłącznej jurysdykcji państwa Polskiego przepisy proponowane dotyczyć będą TYLKO Polskich armatorów. Wszelkie przepisy mające być zastosowane poza strefą 12 milową wymagają kodyfikacji organów Unii Europejskiej	Projekt ustawy wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.	Uwaga bezprzedmiotowa Odstąpiono od wprowadzania art. 10a w ustawie z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim
670.	Uzasadnienie	Armatorzy kutra rybackiego DAR-119 i DAR 10	Biorąc pod uwagę, iż wszystkie inwestycje w MFW będą w strefie powyżej 12 Mm od brzegu, a więc nie na terenie wyłącznej jurysdykcji państwa Polskiego przepisy proponowane dotyczyć będą TYLKO Polskich armatorów. Wszelkie przepisy mające być zastosowane poza strefą 12 milową wymagają kodyfikacji organów Unii Europejskiej	Projekt ustawy wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.	Uwaga bezprzedmiotowa Odstąpiono od wprowadzania art. 10a w ustawie z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim
671.	Uzasadnienie	Kuter Rybacki Ust-94	Biorąc pod uwagę, iż wszystkie inwestycje w MFW będą w strefie powyżej 12 Mm od brzegu, a więc nie na terenie wyłącznej jurysdykcji państwa Polskiego przepisy proponowane dotyczyć będą TYLKO Polskich armatorów. Wszelkie przepisy mające być zastosowane poza strefą 12 milową wymagają kodyfikacji organów Unii Europejskiej	Projekt ustawy wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.	Uwaga bezprzedmiotowa Odstąpiono od wprowadzania art. 10a w ustawie z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim
672.	Uzasadnienie	Łódź Rybacka UST-54	Biorąc pod uwagę, iż wszystkie inwestycje w MFW będą w strefie powyżej 12 Mm od brzegu, a więc nie na terenie wyłącznej jurysdykcji państwa Polskiego przepisy proponowane dotyczyć będą TYLKO	Projekt ustawy wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania	Uwaga bezprzedmiotowa Odstąpiono od wprowadzania art. 10a w ustawie z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim

			Polskich armatorów. Wszelkie przepisy mające być zastosowane poza strefą 12 milową wymagają kodyfikacji organów Unii Europejskiej	opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.	
673.	Uzasadnienie	Kuter rybacki UST-31	Biorąc pod uwagę, iż wszystkie inwestycje w MFW będą w strefie powyżej 12 Mm od brzegu, a więc nie na terenie wyłącznej jurysdykcji państwa Polskiego przepisy proponowane dotyczyć będą TYLKO Polskich armatorów. Wszelkie przepisy mające być zastosowane poza strefą 12 milową wymagają kodyfikacji organów Unii Europejskiej	Projekt ustawy wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.	Uwaga bezprzedmiotowa Odstąpiono od wprowadzania art. 10a w ustawie z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim
674.	Uzasadnienie	Kuter rybacki UST-97	Biorąc pod uwagę, iż wszystkie inwestycje w MFW będą w strefie powyżej 12 Mm od brzegu, a więc nie na terenie wyłącznej jurysdykcji państwa Polskiego przepisy proponowane dotyczyć będą TYLKO Polskich armatorów. Wszelkie przepisy mające być zastosowane poza strefą 12 milową wymagają kodyfikacji organów Unii Europejskiej	Projekt ustawy wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.	Uwaga bezprzedmiotowa Odstąpiono od wprowadzania art. 10a w ustawie z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim
675.	Uzasadnienie	Organizacja Producentów Ryb „Bałtyk”	Biorąc pod uwagę, iż wszystkie inwestycje w MFW będą w strefie powyżej 12 Mm od brzegu, a więc nie na terenie wyłącznej jurysdykcji państwa Polskiego przepisy proponowane dotyczyć będą TYLKO Polskich armatorów. Wszelkie przepisy mające być zastosowane poza strefą 12 milową wymagają kodyfikacji organów Unii Europejskiej	Projekt ustawy wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.	Uwaga bezprzedmiotowa Odstąpiono od wprowadzania art. 10a w ustawie z dnia 19 grudnia 2014 r. o rybołówstwie morskim
676.	Uzasadnienie	Krajowa Izba Producentów Ryb	W naszej ocenie Projekt ustawy będzie miał negatywny wpływ na sytuację mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców działających obecnie na terenach przeznaczonych pod MFW. Dotyczy to zarówno rybaków bałtyckich (około 500 mikroprzedsiębiorców) jak i przedsiębiorstwa z branży przetwórczej zależne od dostaw świeżych ryb bałtyckich). Niniejszy projekt wprowadza regulacje mające na celu przyspieszenie	Projekt ustawy będzie miał pozytywny wpływ na sytuację dużych firm - inwestorów MFW gdyż wprowadzając regulacje mające na celu przyspieszenie realizacji i poprawę warunków inwestycyjnych dla projektów morskich farm wiatrowych, gwarantują rozwój przedsiębiorstw zaangażowanych w budowę i eksploatację MFW, jednocześnie będzie miał negatywny wpływ na sytuację mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców	Uwaga przyjęta do wiadomości

			realizacji i poprawę warunków inwestycyjnych dla projektów morskich farm wiatrowych, i TYLKO dla nich, całkowicie marginalizując pozostałych użytkowników Morza Bałtyckiego	działających obecnie na terenach przeznaczonych pod MFW.	
677.	Uzasadnienie	Organizacja Ryb Producentów „Bałtyk”	W naszej ocenie Projekt ustawy będzie miał negatywny wpływ na sytuację mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców działających obecnie na terenach przeznaczonych pod MFW. Dotyczy to zarówno rybaków bałtyckich (około 500 mikroprzedsiębiorców) jak i przedsiębiorstwa z branży przetwórczej zależne od dostaw świeżych ryb bałtyckich). Niniejszy projekt wprowadza regulacje mające na celu przyspieszenie realizacji i poprawę warunków inwestycyjnych dla projektów morskich farm wiatrowych, i TYLKO dla nich, całkowicie marginalizując pozostałych użytkowników Morza Bałtyckiego	Projekt ustawy będzie miał pozytywny wpływ na sytuację dużych firm - inwestorów MFW gdyż wprowadzając regulacje mające na celu przyspieszenie realizacji i poprawę warunków inwestycyjnych dla projektów morskich farm wiatrowych, gwarantują rozwój przedsiębiorstw zaangażowanych w budowę i eksploatację MFW, jednocześnie będzie miał negatywny wpływ na sytuację mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców działających obecnie na terenach przeznaczonych pod MFW.	Uwaga przyjęta do wiadomości
678.	Uzasadnienie	Zrzeszenie Rybaków Morskich- Organizacja Producentów	W naszej ocenie Projekt ustawy będzie miał negatywny wpływ na sytuację mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców działających obecnie na terenach przeznaczonych pod MFW. Dotyczy to zarówno rybaków bałtyckich (około 500 mikroprzedsiębiorców) jak i przedsiębiorstwa z branży przetwórczej zależne od dostaw świeżych ryb bałtyckich). Niniejszy projekt wprowadza regulacje mające na celu przyspieszenie realizacji i poprawę warunków inwestycyjnych dla projektów morskich farm wiatrowych, i TYLKO dla nich, całkowicie marginalizując pozostałych użytkowników Morza Bałtyckiego	Projekt ustawy będzie miał pozytywny wpływ na sytuację dużych firm - inwestorów MFW gdyż wprowadzając regulacje mające na celu przyspieszenie realizacji i poprawę warunków inwestycyjnych dla projektów morskich farm wiatrowych, gwarantują rozwój przedsiębiorstw zaangażowanych w budowę i eksploatację MFW, jednocześnie będzie miał negatywny wpływ na sytuację mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców działających obecnie na terenach przeznaczonych pod MFW.	Uwaga przyjęta do wiadomości
679.	Uzasadnienie	Pomorska Organizacja Producentów – ARKA Sp. z o.o.	W naszej ocenie Projekt ustawy będzie miał negatywny wpływ na sytuację mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców działających	Projekt ustawy będzie miał pozytywny wpływ na sytuację dużych firm - inwestorów MFW gdyż wprowadzając regulacje mające na celu przyspieszenie	Uwaga przyjęta do wiadomości

			obecnie na terenach przeznaczonych pod MFW. Dotyczy to zarówno rybaków bałtyckich (około 500 mikroprzedsiębiorców) jak i przedsiębiorstwa z branży przetwórczej zależne od dostaw świeżych ryb bałtyckich). Niniejszy projekt wprowadza regulacje mające na celu przyspieszenie realizacji i poprawę warunków inwestycyjnych dla projektów morskich farm wiatrowych , i TYLKO dla nich, całkowicie marginalizując pozostałych użytkowników Morza Bałtyckiego	realizacji i poprawę warunków inwestycyjnych dla projektów morskich farm wiatrowych, gwarantują rozwój przedsiębiorstw zaangażowanych w budowę i eksploatację MFW, jednocześnie będzie miał negatywny wpływ na sytuację mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców działających obecnie na terenach przeznaczonych pod MFW.	
680.	Uzasadnienie	Łódź rybacka UST-3	W naszej ocenie Projekt ustawy będzie miał negatywny wpływ na sytuację mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców działających obecnie na terenach przeznaczonych pod MFW. Dotyczy to zarówno rybaków bałtyckich (około 500 mikroprzedsiębiorców) jak i przedsiębiorstwa z branży przetwórczej zależne od dostaw świeżych ryb bałtyckich). Niniejszy projekt wprowadza regulacje mające na celu przyspieszenie realizacji i poprawę warunków inwestycyjnych dla projektów morskich farm wiatrowych , i TYLKO dla nich, całkowicie marginalizując pozostałych użytkowników Morza Bałtyckiego	Projekt ustawy będzie miał pozytywny wpływ na sytuację dużych firm - inwestorów MFW gdyż wprowadzając regulacje mające na celu przyspieszenie realizacji i poprawę warunków inwestycyjnych dla projektów morskich farm wiatrowych, gwarantują rozwój przedsiębiorstw zaangażowanych w budowę i eksploatację MFW, jednocześnie będzie miał negatywny wpływ na sytuację mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców działających obecnie na terenach przeznaczonych pod MFW.	Uwaga przyjęta do wiadomości
681.	Uzasadnienie	Łódź Rybacka UST-54	W naszej ocenie Projekt ustawy będzie miał negatywny wpływ na sytuację mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców działających obecnie na terenach przeznaczonych pod MFW. Dotyczy to zarówno rybaków bałtyckich (około 500 mikroprzedsiębiorców) jak i przedsiębiorstwa z branży przetwórczej zależne od dostaw świeżych ryb bałtyckich). Niniejszy projekt wprowadza regulacje mające na celu przyspieszenie realizacji i poprawę warunków	Projekt ustawy będzie miał pozytywny wpływ na sytuację dużych firm - inwestorów MFW gdyż wprowadzając regulacje mające na celu przyspieszenie realizacji i poprawę warunków inwestycyjnych dla projektów morskich farm wiatrowych, gwarantują rozwój przedsiębiorstw zaangażowanych w budowę i eksploatację MFW, jednocześnie będzie miał negatywny wpływ na sytuację mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców	Uwaga przyjęta do wiadomości

			inwestycyjnych dla projektów morskich farm wiatrowych, i TYLKO dla nich, całkowicie marginalizując pozostałych użytkowników Morza Bałtyckiego	działających obecnie na terenach przeznaczonych pod MFW.	
682.	Uzasadnienie	Kuter rybacki UST-31	W naszej ocenie Projekt ustawy będzie miał negatywny wpływ na sytuację mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców działających obecnie na terenach przeznaczonych pod MFW. Dotyczy to zarówno rybaków bałtyckich (około 500 mikroprzedsiębiorców) jak i przedsiębiorstwa z branży przetwórczej zależne od dostaw świeżych ryb bałtyckich). Niniejszy projekt wprowadza regulacje mające na celu przyspieszenie realizacji i poprawę warunków inwestycyjnych dla projektów morskich farm wiatrowych, i TYLKO dla nich, całkowicie marginalizując pozostałych użytkowników Morza Bałtyckiego	Projekt ustawy będzie miał pozytywny wpływ na sytuację dużych firm - inwestorów MFW gdyż wprowadzając regulacje mające na celu przyspieszenie realizacji i poprawę warunków inwestycyjnych dla projektów morskich farm wiatrowych, gwarantują rozwój przedsiębiorstw zaangażowanych w budowę i eksploatację MFW, jednocześnie będzie miał negatywny wpływ na sytuację mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców działających obecnie na terenach przeznaczonych pod MFW.	Uwaga przyjęta do wiadomości
683.	Uzasadnienie	Armatorzy kutra rybackiego DAR-119 i DAR 10	W naszej ocenie Projekt ustawy będzie miał negatywny wpływ na sytuację mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców działających obecnie na terenach przeznaczonych pod MFW. Dotyczy to zarówno rybaków bałtyckich (około 500 mikroprzedsiębiorców) jak i przedsiębiorstwa z branży przetwórczej zależne od dostaw świeżych ryb bałtyckich). Niniejszy projekt wprowadza regulacje mające na celu przyspieszenie realizacji i poprawę warunków inwestycyjnych dla projektów morskich farm wiatrowych, i TYLKO dla nich, całkowicie marginalizując pozostałych użytkowników Morza Bałtyckiego	Projekt ustawy będzie miał pozytywny wpływ na sytuację dużych firm - inwestorów MFW gdyż wprowadzając regulacje mające na celu przyspieszenie realizacji i poprawę warunków inwestycyjnych dla projektów morskich farm wiatrowych, gwarantują rozwój przedsiębiorstw zaangażowanych w budowę i eksploatację MFW, jednocześnie będzie miał negatywny wpływ na sytuację mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców działających obecnie na terenach przeznaczonych pod MFW.	Uwaga przyjęta do wiadomości
684.	Uzasadnienie	Arka sc – Ust-44	W naszej ocenie Projekt ustawy będzie miał negatywny wpływ na sytuację mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców działających obecnie na terenach przeznaczonych pod	Projekt ustawy będzie miał pozytywny wpływ na sytuację dużych firm - inwestorów MFW gdyż wprowadzając regulacje mające na celu przyspieszenie realizacji i poprawę warunków	Uwaga przyjęta do wiadomości

			MFW. Dotyczy to zarówno rybaków bałtyckich (około 500 mikroprzedsiębiorców) jak i przedsiębiorstwa z branży przetwórczej zależne od dostaw świeżych ryb bałtyckich). Niniejszy projekt wprowadza regulacje mające na celu przyspieszenie realizacji i poprawę warunków inwestycyjnych dla projektów morskich farm wiatrowych , i TYLKO dla nich, całkowicie marginalizując pozostałych użytkowników Morza Bałtyckiego	inwestycyjnych dla projektów morskich farm wiatrowych, gwarantują rozwój przedsiębiorstw zaangażowanych w budowę i eksploatację MFW, jednocześnie będzie miał negatywny wpływ na sytuację mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców działających obecnie na terenach przeznaczonych pod MFW.	
685.	Uzasadnienie	Kuter Rybacki Ust-94	W naszej ocenie Projekt ustawy będzie miał negatywny wpływ na sytuację mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców działających obecnie na terenach przeznaczonych pod MFW. Dotyczy to zarówno rybaków bałtyckich (około 500 mikroprzedsiębiorców) jak i przedsiębiorstwa z branży przetwórczej zależne od dostaw świeżych ryb bałtyckich). Niniejszy projekt wprowadza regulacje mające na celu przyspieszenie realizacji i poprawę warunków inwestycyjnych dla projektów morskich farm wiatrowych , i TYLKO dla nich, całkowicie marginalizując pozostałych użytkowników Morza Bałtyckiego	Projekt ustawy będzie miał pozytywny wpływ na sytuację dużych firm - inwestorów MFW gdyż wprowadzając regulacje mające na celu przyspieszenie realizacji i poprawę warunków inwestycyjnych dla projektów morskich farm wiatrowych, gwarantują rozwój przedsiębiorstw zaangażowanych w budowę i eksploatację MFW, jednocześnie będzie miał negatywny wpływ na sytuację mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców działających obecnie na terenach przeznaczonych pod MFW.	Uwaga przyjęta do wiadomości
686.	Uzasadnienie	Kuter rybacki UST-97	W naszej ocenie Projekt ustawy będzie miał negatywny wpływ na sytuację mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców działających obecnie na terenach przeznaczonych pod MFW. Dotyczy to zarówno rybaków bałtyckich (około 500 mikroprzedsiębiorców) jak i przedsiębiorstwa z branży przetwórczej zależne od dostaw świeżych ryb bałtyckich). Niniejszy projekt wprowadza regulacje mające na celu przyspieszenie realizacji i poprawę warunków inwestycyjnych dla projektów morskich	Projekt ustawy będzie miał pozytywny wpływ na sytuację dużych firm - inwestorów MFW gdyż wprowadzając regulacje mające na celu przyspieszenie realizacji i poprawę warunków inwestycyjnych dla projektów morskich farm wiatrowych, gwarantują rozwój przedsiębiorstw zaangażowanych w budowę i eksploatację MFW, jednocześnie będzie miał negatywny wpływ na sytuację mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców działających obecnie na terenach przeznaczonych pod MFW.	Uwaga przyjęta do wiadomości

			farm wiatrowych, i TYLKO dla nich, całkowicie marginalizując pozostałych użytkowników Morza Bałtyckiego		
687.	Uzasadnienie	Armator UST-103	W naszej ocenie Projekt ustawy będzie miał negatywny wpływ na sytuację mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców działających obecnie na terenach przeznaczonych pod MFW. Dotyczy to zarówno rybaków bałtyckich (około 500 mikroprzedsiębiorców) jak i przedsiębiorstwa z branży przetwórczej zależne od dostaw świeżych ryb bałtyckich). Niniejszy projekt wprowadza regulacje mające na celu przyspieszenie realizacji i poprawę warunków inwestycyjnych dla projektów morskich farm wiatrowych, i TYLKO dla nich, całkowicie marginalizując pozostałych użytkowników Morza Bałtyckiego	Projekt ustawy będzie miał pozytywny wpływ na sytuację dużych firm - inwestorów MFW gdyż wprowadzając regulacje mające na celu przyspieszenie realizacji i poprawę warunków inwestycyjnych dla projektów morskich farm wiatrowych, gwarantują rozwój przedsiębiorstw zaangażowanych w budowę i eksploatację MFW, jednocześnie będzie miał negatywny wpływ na sytuację mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców działających obecnie na terenach przeznaczonych pod MFW.	Uwaga przyjęta do wiadomości
688.	Uzasadnienie	Instytut Gospodarki Nieruchomościami	<u>Uzasadnienie:</u> Zmiana ma na celu umożliwienie wykorzystania instalacji OZE, zamontowanych na budynkach wielolokalowych, w formule prosumenta wirtualnego. Pojawić się mogą bowiem sytuacje, kiedy dach jednego budynku umożliwia postawienie instalacji większej, aniżeli pobór mieszkańców tego budynku w ramach prosumenta zbiorowego, lokatorskiego lub indywidualnego, a jednocześnie energia ta mogłaby być udostępniona innym budynkom lub podmiotom, których powierzchnia dachowa nie pozwala na zamontowanie instalacji o odpowiedniej mocy.	Umożliwienie wykorzystania instalacji OZE na budynkach wielolokalowych (blokach) w formule prosumenta wirtualnego W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, w art. 2 pkt 27b skreśla się słowa "która jednocześnie nie jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego,".	Uwaga nieuwzględniona Propozycja zmiany uwzględniona została w ramach Rządowego projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw w związku z wprowadzaniem centralnego systemu informacji rynku energii, o numerze druku sejmowego 1209.
689.	OSR str. 24	Polskie Towarzystwo Energetyki Ciepłej	W proponowanych przepisach (art. 160f ust. 5 pkt 2, art. 160h ust. 2 lit. c) wskazuje się, że podmiotami z którymi uzgadnia się projekt obszaru OZE jest m.in. przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub		Uwaga uwzględniona Projekt uwzględnia wszystkie przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii.

			energii. Natomiast w OSR (str. 24) wśród podmiotów na które może oddziaływać projekt wymieniono wyłącznie operatorów systemów dystrybucyjnych (w sposób domniemany operatorów systemów elektroenergetycznych) oraz OSPe. Proponujemy rozszerzyć ww. zakres zgodnie z przywoływanymi przepisami, które posługują się kategorią szerszą.		
690.	OSR str. 24	Izba Gospodarcza Gazownictwa	W proponowanych przepisach (art. 160f ust. 5 pkt 2, art. 160h ust. 2 lit. c) wskazuje się, że podmiotami z którymi uzgadnia się projekt obszaru OZE jest m.in. przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii. Natomiast w OSR (str. 24) wśród podmiotów na które może oddziaływać projekt wymieniono wyłącznie operatorów systemów dystrybucyjnych (w sposób domniemany operatorów systemów elektroenergetycznych) oraz OSPe. Proponujemy rozszerzyć ww. zakres zgodnie z przywoływanymi przepisami, które posługują się kategorią szerszą.		Uwaga uwzględniona Projekt uwzględnia wszystkie przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii.
691.	OSR str. 24	GK ORLEN	W proponowanych przepisach (art. 160f ust. 5 pkt 2, art. 160h ust. 2 lit. c) wskazuje się, że podmiotami z którymi uzgadnia się projekt obszaru OZE jest m.in. przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii. Natomiast w OSR (str. 24) wśród podmiotów na które może oddziaływać projekt wymieniono wyłącznie operatorów systemów dystrybucyjnych (w sposób domniemany operatorów systemów elektroenergetycznych) oraz OSPe. Proponujemy rozszerzyć ww. zakres zgodnie z przywoływanymi przepisami, które posługują się kategorią szerszą.		Uwaga uwzględniona Projekt uwzględnia wszystkie przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii.

Uwagi zgłoszone w ramach opiniowania
do projektu ustawy o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw
(nr UD162 w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów)

Lp.	Podmiot wnoszący uwagę	Jednostka redakcyjna, do której wnoszona jest uwaga ¹⁾	Treść uwagi	Propozycja brzmienia przepisu	Stanowisko do uwagi
1.	Konfederacja Lewiatan	Art. 1 pkt 2 – dot. art. 3a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (ustawa offshore wind)	Postulujemy uzupełnienie pierwszego zdania art. 3a tak, aby do katalogu infrastruktury, która może być współdzielona przez więcej niż jedną morską farmę wiatrową (MFW) włączyć także sieć średniego napięcia. Proponowana zmiana art. 3a ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych jest wskazana dla zapewnienia pełnej funkcjonalności i efektywności tego przepisu. Istota problemu tkwi w kluczowej roli, jaką sieci średniego napięcia odgrywają w systemach wyprowadzania mocy z morskich farm wiatrowych. Sieci średniego napięcia stanowią integralny element tych systemów, to na tym poziomie dokonuje się konsolidacja energii z poszczególnych turbin wiatrowych, poprzedzająca jej transformację na wyższe napięcie i przesył na ląd. Zaproponowane brzmienie art. 3a, ograniczające się do „stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu” i „zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy”, stanowi zawężenie, które nie uwzględnia specyfiki technicznej morskich farm wiatrowych. W praktyce, współdzielenie jedynie stacji	Zdanie pierwsze art. 3a otrzymuje brzmienie: „Art. 3a. Więcej niż jedna morska farma wiatrowa może wykorzystywać tę samą stację elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu <u>lub sieć średniego napięcia</u> lub zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementy.”	Uwaga nieuwzględniona Współdzielenie sieci średniego napięcia jest jednoznaczne z budową jednej, wspólnej MFW przez dwóch inwestorów. Dodatkowo w sytuacji gdy zgodnie z projektem UD162 został umożliwiony podział obszaru na dwie MFW dodanie sieci średniego napięcia do art. 3a będzie powodowało, że te dwie MFW będą oddzielnymi instalacjami jedynie w teorii.

¹⁾ W przypadku aktu nowelizującego należy wskazać jednostkę redakcyjną projektu oraz jednostkę redakcyjną zmienianego aktu prawnego.

			elektroenergetycznej i końcowych elementów wyprowadzenia mocy może nie przynieść znaczących korzyści ekonomicznych i technicznych. Efektywne współdzielenie infrastruktury wymaga integracji na wcześniejszym etapie, czyli na poziomie sieci średniego napięcia. Współdzielenie sieci średniego napięcia umożliwia optymalizację topologii sieci, co przynosi szereg wymiernych korzyści, kluczowych dla efektywności i rentowności morskich farm wiatrowych. Z kolei dobrze zaprojektowana topologia minimalizuje odległości przesyłu energii, redukując straty przesyłowe, co bezpośrednio przekłada się na ekonomiczną efektywność farmy. Optymalny układ sieci prowadzi do zmniejszenia liczby potrzebnych kabli podmorskich, generując oszczędności na etapie budowy i eksploatacji oraz zmniejszając wpływ infrastruktury na środowisko morskie. Dobrze zaprojektowana sieć jest bardziej odporna na uszkodzenia, co zwiększa jej niezawodność i bezpieczeństwo. Należy podkreślić, że zaproponowane uzupełnienie wciąż umożliwia określenie rzeczywistej ilości energii elektrycznej wytworzonej w danej morskiej farmie wiatrowej, gdyż istnieją i są stosowane techniczne rozwiązania (np. indywidualne opomiarowanie WTG, system SCADA) które pozwalają na pomiar nawet na poziomie każdej turbiny. Tym samym, proponowana zmiana nie będzie stanowić przeszkody w rzetelnym informowaniu właściwego operatora o ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci przez każdą z morskich farm wiatrowych współdzielących infrastrukturę na gruncie art. 3a.		

			Bez zaproponowanego uzupełnienia, pełna synergia płynąca z rozwiązania nie będzie możliwa do uzyskania. W obecnym brzmieniu, art. 3a nie odpowiada realiom technicznym morskich farm wiatrowych. Inwestorzy nie będą w stanie w pełni wykorzystać potencjału współdzielenia infrastruktury, co znacznie ograniczy korzyści płynące z wprowadzenia projektowanego rozwiązania. Dlatego wprowadzenie „sieci średniego napięcia” do art. 3a jest technicznie uzasadnione i niezbędne do zapewnienia pełnej funkcjonalności tego przepisu.		
2.	Urząd Regulacji Energetyki	Art. 1 pkt 2 – dot. art. 3a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Zgodnie z definicją (por. art. 3 pkt 3) morska farma wiatrowa to instalacja stanowiąca wyodrębniony zespół urządzeń służących do wytwarzania energii, w skład którego wchodzi jedna lub więcej morskich turbin wiatrowych, sieć średniego napięcia wraz ze stacjami elektroenergetycznymi zlokalizowanymi na morzu , z wyłączeniem urządzeń po stronie górnego napięcia transformatora lub transformatorów znajdujących się na tej stacji. Pojawia się wątpliwość, czy zaproponowane brzmienie art. 3a ustawy nie koliduje z ww. definicją, czy jedna (ta sama) stacja elektroenergetyczna zlokalizowana na morzu może/powinna wchodzić w skład dwóch odrębnych morskich farm wiatrowych.		Uwaga wyjaśniona Proponowany art. 3a nie koliduje z definicją morskiej farmy wiatrowej, bowiem definicja ta nie wprowadza ograniczenia, że stacja elektroenergetyczna może być wykorzystywana tylko i wyłącznie przez jedną morską farmę wiatrową. W świetle definicji morskiej farmy wiatrowej istotne jest, aby wchodziła w jej skład stacja elektroenergetyczna. Kwestia czy jest ona wykorzystywana przez jedną czy więcej morskich farm wiatrowych stanowi przedmiot przepisów materialnych a nie ww. definicji. Użyty w definicji zwrot „wchodzi w skład” oznacza „bycie częścią”, nie przesądzając czy dany element przynależy tylko i wyłącznie do jednej morskiej farmy wiatrowej czy też jest współdzielony z inną morską farmą wiatrową.
3.	Urząd Regulacji Energetyki	Art. 1 pkt 2 – dot. art. 3a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii	Powinno być „nie stosuje się”.		Uwaga uwzględniona

		elektrycznej w morskich farmach wiatrowych			
4.	Urząd Regulacji Energetyki	Art. 1 pkt 3 – dot. art. 4 pkt 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	W przepisie przewidziano możliwość zrzeczenia się prawa do wsparcia. Proponuje się rezygnację z tej części projektowanego przepisu; przyznanie prawa do wsparcia, np. w postaci kontraktu aukcyjnego, ma cechy zobowiązania.	„2. Wytwórca, któremu na zasadach określonych w rozdziale 3 albo w rozdziale 4 przyznano prawo do pokrycia ujemnego salda w odniesieniu do energii elektrycznej wytworzonej w danej morskiej farmie wiatrowej lub jej części i wprowadzonej do sieci lub energii elektrycznej, o której mowa w art. 40 ust. 3, ~~a później się tego prawa zrzekł~~ , nie może ponownie ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda w odniesieniu do energii elektrycznej wytworzonej w danej morskiej farmie wiatrowej lub jej części i wprowadzonej do sieci lub energii elektrycznej, o której mowa w art. 40 ust. 3, na zasadach określonych w rozdziale 4.”;	Uwaga uwzględniona
5.	Urząd Regulacji Energetyki	Art. 1 – propozycja dodania zmiany art. 5 ust. 6 pkt 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	W związku z przeprowadzaniem aukcji za pośrednictwem IPA kaucję należy wnieść na indywidualny numer rachunku (wygenerowany przez IPA) a system musi zaksięgować wpłatę. W przypadku ustanowienia zabezpieczenia w formie kaucji dokument potwierdzający nie jest zatem wymagany, a przepis w zakresie pkt 1 jest zbędny. Proponuje się nowe brzmienie ust. 6.	6. W przypadku gwarancji bankowej lub ubezpieczeniowej dokumentem potwierdzającym ustanowienie zabezpieczenia jest oryginał tej gwarancji zawierającej co najmniej następujące dane: a) imię i nazwisko oraz adres zamieszkania albo nazwę i adres siedziby wytwórcy, b) numer NIP, o ile wytwórca nadano ten numer, c) lokalizację i moc zainstalowaną elektryczną morskiej farmy wiatrowej, dla której ustanowiono gwarancję, d) dane gwaranta, e) wskazanie, że wyłącznym beneficjentem gwarancji jest Prezes URE, f) datę i miejsce udzielenia gwarancji, g) sumę gwarancji wyrażoną w złotych, h) okres obowiązywania gwarancji,	Uwaga uwzględniona

				i) zobowiązanie do wypłaty sumy gwarancyjnej bezwarunkowo i niezwłocznie, po zgłoszeniu pierwszego żądania zapłaty przez Prezesa URE.	
6.	Urząd Regulacji Energetyki	Art. 1 pkt 5 – dot. art. 6a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Projektowany przepis nie precyzuje, czy jeśli dana MFW rozpocznie sprzedaż z pierwszego etapu budowy, to czy dla pozostałych etapów bieg 12 miesięcy jest niezależny, tj. będzie rozpoczynał się od uzyskania kolejnych tymczasowych pozwoleń na użytkowanie (ION)? Wydaje się, że w przypadku gdy morska farma wiatrowa jest budowana i oddawana do użytkowania etapami, przepis powinien ograniczać okres prawa do sprzedaży przed uzyskaniem koncesji do czasu uzyskania pierwszego tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION). W innym przypadku powstaje wątpliwość co do możliwości weryfikacji, czy sprzedawana energia nie pochodzi z etapu oddanego wcześniej, dla którego upłynął już okres 12 m-cy. Proponuje się zatem doprecyzowanie przepisu ust. 3. Jeśli zaś odmienna była intencja projektodawcy, to należy wskazać na ryzyko związane z objęciem wsparciem energii elektrycznej, która będzie „sprzedawana” przed koncesją z uwagi na możliwe wspólne opomiarowanie.	3. W przypadku gdy morska farma wiatrowa jest budowana i oddawana do użytkowania etapami, rozpoczęcie biegu okresu, o którym mowa w art. 6 ust. 1, dla pierwszego etapu, jest jednoznaczne z utratą prawa, o którym mowa w ust. 1 w odniesieniu do całej morskiej farmy wiatrowej.	Uwaga uwzględniona Dodatkowo dodano przepis umożliwiający sprzedaż energii elektrycznej w poszczególnych etapach pod warunkiem wyposażenia MFW w opomiarowanie umożliwiające dokładne i prawidłowe rozróżnienie pochodzenia energii.
7.	Urząd Regulacji Energetyki	Art. 1 – propozycja dodania zmiany art. 9 ust. 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Przepis zawiera błędne odwołanie do art. 19 ust. 1 pkt 3 zamiast do art. 16 ust. 2 pkt 3 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy.		Uwaga uwzględniona
8.	Urząd Regulacji Energetyki	Art. 1 pkt 6 lit. b - art. 10 ust. 6a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu	Przepis nie reguluje sytuacji, kiedy cała pomoc dot. wyprowadzenia mocy zostanie już uwzględniona przy pierwszej instalacji - czy w takiej sytuacji należy ponownie		Uwaga uwzględniona

		wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	przeliczyć cenę. Nie odnosi się też do sytuacji, w której dla poszczególnych morskich farm wiatrowych koncesja będzie uzyskiwana w różnym terminie.		
9.	Konfederacja Lewiatan	Art. 1 – dot. Art. 24a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Analiza ostatnich wydarzeń wskazuje, że projekty morskich farm wiatrowych (MFW) mają charakter globalny, co czyni je podatnymi na zakłócenia w łańcuchach dostaw, które mogą negatywnie wpływać na realizację projektów w Polsce. Obecnie obowiązujący ustawowy termin realizacji zobowiązania do wytworzenia i wprowadzenia energii elektrycznej do sieci, liczony od dnia wygrania aukcji lub uzyskania ustalenia ceny stanowiącej podstawę do pokrycia ujemnego salda, może okazać się niewystarczający w zmienionych warunkach makroekonomicznych. W szczególności, inwestorzy mogą napotkać trudności wynikające z dużej podaży projektów realizowanych w tym samym czasie, co ogranicza ich elastyczność. W związku z powyższym, proponuje się wprowadzenie możliwości wydłużenia terminu na wytworzenie i wyprowadzenie mocy z morskiej farmy wiatrowej, w przypadku, gdy wytwórca nie jest w stanie zrealizować projektu w pierwotnym harmonogramie z przyczyn innych niż wskazane w art. 24 ustawy. Proponowany przepis miałby zastosowanie do projektów, które są w trakcie realizacji, lecz z powodu zaistniałych okoliczności nie mogą być ukończone w terminie. W takich przypadkach, pozbawienie wytwórcy wsparcia, a tym samym uniemożliwienie realizacji projektu (pomimo	Dodanie nowego przepisu po art. 24: „Art. 24a. 1. Jeżeli wytwórca, któremu wydano decyzję, o której mowa w art. 18 ust. 1, nie później niż na 6 miesięcy przed upływem terminu zobowiązania, o którym mowa w art. 15 ust. 2 pkt 4, złoży Prezesowi URE wyjaśnienia na piśmie i dokumenty potwierdzające podjęcie czynności zmierzających do realizacji inwestycji w zakresie budowy morskiej farmy wiatrowej, pomimo zaistnienia okoliczności uniemożliwiających wytwórcy realizację tej inwestycji zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym, o którym mowa w art. 15 ust. 3 pkt 4, termin zobowiązania, o którym mowa w art. 15 ust. 2 pkt 4 zostaje przedłużony zgodnie z wnioskiem o maksymalnie 2 lata od dnia pierwotnego terminu. 2. Do wniosku wytwórca załącza: 1) zaktualizowany harmonogram rzeczowo-finansowy, o którym mowa w art. 15 ust. 3 pkt 4, wskazujący na możliwość realizacji inwestycji w okresie, o którym mowa w ust. 1; 2) oświadczenie wytwórcy do złożenia przez niego zobowiązania do każdorazowego przedłużania gwarancji najpóźniej na 90 dni przed upływem terminu, na jaki została ustanowiona gwarancja w okresie wynikającym ze zmiany decyzji Prezesa URE, dokonanej na podstawie ust. 1, a także przez okres 120 dni następujących po tym okresie – w przypadku, gdy decyzja, której dotyczy wniosek, o którym mowa w ust. 1, dotyczy instalacji, dla której ustanowiono	Uwaga nieuwzględniona Dodanie przepisu umożliwiającego wydłużenie terminu na wytworzenie i wyprowadzenie mocy z morskiej farmy wiatrowej, w przypadku, gdy wytwórca nie jest w stanie zrealizować projektu w pierwotnym harmonogramie z przyczyn innych niż wskazane w art. 24 ustawy będzie prowadziło do niepotrzebnego wydłużenia procesu inwestycyjnego ze szkodą dla gospodarki i odbiorców końcowych. Celem ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych jest zapewnienie sprawnej realizacji inwestycji a nie tworzenie instytucji prawnych prowadzących do ich wydłużenia. Obecnie obowiązujący art. 24 ww. ustawy przyznaje wytwórcy, który uzyskał wsparcie, prawo do wystąpienia do Prezesa URE z wnioskiem o wyrażenie zgody na wydłużenie terminu wytworzenia i wprowadzenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej w przypadku gdy zaistniały okoliczności niezależne od wytwórcy, uniemożliwiające temu wytwórcy realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym. Dodatkowo aktualnie w ustawie obowiązują przepisy art. 38 ust. 4

			zaawansowanego stanu prac), byłoby nieuzasadnione. Celem niniejszej propozycji jest zapewnienie elastyczności systemu wsparcia, umożliwiającej pełne ukończenie inwestycji będących w toku i ich wkład w transformację energetyczną Polski.	zabezpieczenie w postaci gwarancji bankowej lub ubezpieczeniowej. 3. Prezes URE zmienia decyzję, o której mowa w art. 18 ust. 1, w terminie 14 dni od dnia otrzymania kompletnego wniosku, o którym mowa w ust. 1, przez wydłużenie terminu, o którym mowa w art. 15 ust. 2 pkt 4, ze wskazaniem nowego terminu zgodnie z wnioskiem o maksymalnie 2 lata od dnia pierwotnego terminu.” Ponadto, postulujemy wprowadzenie zmian legislacyjnych polegających na dodaniu odesłania do nowego art. 24a w następujących jednostkach redakcyjnych ustawy: art. 35, art. 38 ust. 2-4, art. 55 ust. 1.	umożliwiające wytwórcy zachowanie prawa do wsparcia w sytuacji gdy nie jest on w stanie zrealizować projektu w pierwotnym harmonogramie z przyczyn innych niż wskazane w art. 24. Inwestor realizując tak wielkoskalową inwestycję jaką jest morska farma wiatrowa powinien odpowiednio zabezpieczyć wszystkie kontrakty i umowy, aby móc zrealizować inwestycję w terminie, do którego się zobowiązał.
10.	Urząd Regulacji Energetyki	Art. 1 pkt 8 lit. a – dot. art. 26 ust. 1a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Niezrozumiała jest intencja przepisu. W proponowanym brzmieniu tj. „<i>W przypadku gdy obie morskie farmy wiatrowe wygrały tę samą aukcję przepisu art. 3a nie stosuje się</i>” regulacja jest niemożliwa do zastosowania – jaki byłby status <u>wygranych</u> instalacji, które utraciły prawo do wspólnego wyprowadzenia mocy? W przypadku MFW, zlokalizowanych w granicach tego samego obszaru warunek odrębnego wyprowadzenia mocy nie powinien być uzależniony od wygrania aukcji, a powinien być warunkiem koniecznym do spełnienia już na etapie prekwalifikacji. Wyłączenie powinno być analogiczne jak w ust. 1c. Niemniej jednak należy zwrócić uwagę, że sformułowanie zawarte w przepisie „Przepisów art. 3a nie stosuje się” powoduje, że powstaje wątpliwość czy do takich instalacji zastosowanie znajdzie art. 7 ust. 1f ustawy Prawo energetyczne.	Wytwórca może ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w niniejszym rozdziale w odniesieniu do dwóch morskich farm wiatrowych, zlokalizowanych w granicach tego samego obszaru określonego w załączniku nr 2 do ustawy. Przepisów art. 3a nie stosuje się.	Uwaga uwzględniona częściowo W ramach oferty aukcyjnej inwestor musi oszacować koszty projektu z uwzględnieniem zespołu urządzeń do wyprowadzenia mocy. Dopiero po wygraniu aukcji będzie wiedział czy może skorzystać z art. 3a. Nierozsądnym byłoby sztuczne zaniżenie ceny ofertowej przez inwestora o współdzielenie wyprowadzenia mocy, w sytuacji gdy nie ma pewności czy inwestor współdzielący zespół urządzeń również wygra aukcję. Jednocześnie doprecyzowano, że art. 7 ust. 1f ustawy Prawo energetyczne także nie ma zastosowania.

11.	Urząd Regulacji Energetyki	Art. 1 pkt 8 lit. a – dot. art. 26 ust. 1b pkt 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Jeżeli obie MFW zlokalizowane w granicach tego samego obszaru będą mieć taką samą moc, nie będzie mowy o mniejszej z nich.	moc zainstalowana każdej z morskich farm wiatrowych, o których mowa w ust. 1a, nie może być mniejsza niż 25% maksymalnej mocy zainstalowanej wynikającej z pozwolenia na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń wydanych dla przedsięwzięcia zlokalizowanego w granicach danego obszaru określonego w załączniku nr 2 do ustawy	Uwaga uwzględniona
12.	Konfederacja Lewiatan	Art. 1 pkt 8 lit. a – dot. art. 26 ust. 1c ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	W celu zapewnienia spójności i efektywności przepisów ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, konieczne jest usunięcie z projektowanego art. 26 ust. 1c drugiego zdania: "Przepisów art. 3a nie stosuje się." Wyłączenie stosowania art. 3a, stoi w bezpośredniej sprzeczności z istotą zmiany wprowadzonej w ust. 1c, mającej na celu umożliwienie efektywnego wykorzystania zasobów mocowych z obszarów przeznaczonych pod morskie farmy wiatrowe. Art. 3a, który umożliwia wspólną infrastrukturę wyprowadzenia mocy dla więcej niż jednej morskiej farmy wiatrowej, jest kluczowy dla optymalizacji wykorzystania zasobów i uniknięcia duplikacji infrastruktury. Wykluczenie jego stosowania w przypadku ujętym w ust. 1c uniemożliwia wykorzystanie istniejącej infrastruktury przez drugą farmę wiatrową, co jest nieefektywne i generuje zbędne koszty. Ponadto, wyłączenie to jest sprzeczne z podstawową zasadą racjonalności działań wyrażoną w art. 3a ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, która nakazuje prowadzenie działań na obszarach morskich w sposób racjonalny, z	Wykreślenie drugiego zdania projektowanego przepisu: „1c. Wytwórca, któremu przyznano prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3, może ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w niniejszym rozdziale w odniesieniu do drugiej morskiej farmy wiatrowej, zlokalizowanej w granicach tego samego obszaru określonego w załączniku nr 1 do ustawy.” – Przepisów art. 3a nie stosuje się.	Uwaga nieuwzględniona

Każdy inwestor musi w ofercie aukcyjnej uwzględnić wyprowadzenie mocy. W decyzji KE SA.55940 (2021/N) zatwierdzającej system wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej w Polsce wprost wskazano, że wsparcie w ramach I i II fazy systemu wsparcia zostanie przyznane jako pomoc operacyjna dla projektów MFW **wraz z zespołem urządzeń do wyprowadzenia mocy**. Wykorzystanie wyprowadzenia mocy z I fazy do projektów II fazy powodowałoby fikcję inwestycyjną w ofercie i nadmiarowe wsparcie dla takiego projektu. Wykreślenie wyłączenia z art. 3a mogłoby być rozważone jedynie w przypadku wprowadzenia przepisów korygujących w dół cenę ofertową projektu, który wygrał aukcję a chce realizować projekt na podstawie art. 3a.

			uwzględnieniem konieczności osiągnięcia lub utrzymania dobrego stanu środowiska morskiego. Wspólne korzystanie z infrastruktury wyprowadzenia mocy, zgodnie z projektowanym art. 3a, prowadzi do zmniejszenia kosztów inwestycyjnych i operacyjnych, co jest korzystne zarówno dla inwestorów, jak i dla odbiorców końcowych energii. Ograniczy to również potrzebę budowy odrębnej infrastruktury i tym samym zminimalizuje ingerencję w środowisko morskie. Umożliwienie stosowania art. 3a w przypadku opisanym ust. 1c zachęci do dodatkowych inwestycji na obszarach, na których są umiejscowione projekty z I fazy, co przyspieszy rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce. W konsekwencji, wykreślenie zdania "Przepisów art. 3a nie stosuje się." z ust. 1c jest niezbędne dla zapewnienia spójności przepisów, optymalizacji wykorzystania infrastruktury, ograniczenia wpływu na środowisko oraz ułatwienia rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce, a także zachowania zgodności z zasadą racjonalności działań na obszarach morskich.		
13.	Urząd Regulacji Energetyki	Art. 1 pkt 8 lit. a - dot. art. 26 ust. 1c ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Należy zwrócić uwagę, że sformułowanie zawarte w przepisie: „Przepisów art. 3a nie stosuje się” powoduje, że powstaje wątpliwość czy do takich instalacji zastosowanie znajdzie art. 7 ust. 1f ustawy Prawo energetyczne.		Uwaga uwzględniona
14.	Urząd Regulacji Energetyki	Art. 1 pkt 8 lit. a – dot. art. 26 ust. 1d ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w	Doprecyzowanie.	W przypadku, o którym mowa w ust. 1c moc zainstalowana elektryczna drugiej morskiej farmy wiatrowej, zlokalizowanej w granicach tego samego obszaru określonego w załączniku nr 1 do ustawy , nie może być większa niż różnica	Uwaga uwzględniona

		morskich farmach wiatrowych		między maksymalną mocą zainstalowaną elektryczną wynikającą z pozwolenia (...)	
15.	Urząd Regulacji Energetyki	Art. 1 pkt 8 lit. c – dot. art. 26 ust. 5 pkt 10 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Oświadczenie powinno dotyczyć również tego, że na podmiocie nie ciąży obowiązek zwrotu pomocy publicznej, wynikający z decyzji Komisji Europejskiej uznającej taką pomoc za niezgodną z prawem oraz z rynkiem wewnętrznym.		Uwaga uwzględniona
16.	Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów	Art. 1 pkt 8 lit. c i e – dot. art. 26 ust. 5 i 6, art. 1 pkt 12 lit. a – dot. art. 31 ust. 4 oraz art. 30, 36 i 66 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Zgodnie ze zmianą zaproponowaną w art. 1 pkt 8 projektu ustawy, z dotychczasowego brzmienia art. 26 ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych ma zostać usunięty ust. 6, obligujący wytwórców do załączenia do wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji informacji określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 37 ust. 6 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej, tj. w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 29 marca 2010 r. w sprawie zakresu informacji przedstawianych przez podmiot ubiegający się o pomoc inną niż pomoc de minimis lub pomoc de minimis w rolnictwie lub rybołówstwie. Uzasadnieniem dla powyższej zmiany jest fakt, że zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji jest ważne 36 miesięcy i sytuacja wytwórcy przez ten czas może się znacznie zmienić. W związku z powyższym, w opinii Projektodawców, skuteczniejszym rozwiązaniem będzie wymaganie pod rygorem karnym złożenia przez wytwórcę oświadczenia, że przedsiębiorstwo nie znajduje się w trudnej sytuacji (zmiana art. 26 ust. 5 oraz art. 31 ust. 4 ustawy o promowaniu wytwarzania energii	1) <u>weryfikacja sytuacji ekonomicznej</u> Propozycja a – dodanie do projektu ustawy projektu zmiany art. 30 ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych na przykład w następującym brzmieniu: „w art. 30 po ust. ... dodaje się ust. ... w brzmieniu: „... Wytwórca w terminie ... od dnia ogłoszenia o aukcji, o którym mowa w ust. 1, przedkłada Prezesowi URE informacje dotyczące sytuacji ekonomicznej, w tym sprawozdania finansowe za okres 3 ostatnich lat obrotowych, sporządzane zgodnie z przepisami o rachunkowości. ... Prezes URE weryfikuje w terminie ..., czy przedsiębiorstwo nie znajduje się w trudnej sytuacji w rozumieniu art. 2 pkt 18 lit. a-c lub e rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (Dz. Urz. UE L 187 z 26.06.2014, str. 1, z późn. zm.). ... Prezes URE w terminie ... od dnia zakończenia weryfikacji, o której mowa w ust. ..., w przypadku stwierdzenia, że przedsiębiorstwo znajduje się w trudnej	Uwaga uwzględniona Wprowadzono poprawki przychylając się do propozycji „b”.

			elektrycznej w morskich farmach wiatrowych). Odnosząc się do powyższego zwracam uwagę, iż zasadne jest uzupełnienie projektowanej zmiany o przepis umożliwiający organowi udzielającemu pomocy (tj. Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki) weryfikację - przed dniem udzielenia pomocy (dniem rozstrzygnięcia aukcji) - na podstawie przedłożonych mu przez wytwórcę dokumentów finansowych spełnienia warunku niepozostawiania w trudnej sytuacji przez beneficjenta wsparcia w postaci prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej (zgodnie z warunkiem zawartym w motywie 29 decyzji Komisji Europejskiej z dnia 20 maja 2021 r. w sprawie SA. 55940 (2021/N) – Poland Offshore Wind scheme (C(2021)3436 final)). Jeżeli taka weryfikacja byłaby utrudniona przed dniem rozstrzygnięcia aukcji, Prezes URE powinien być zobowiązany do dokonania tej weryfikacji (tj. sytuacji ekonomicznej podmiotu) po rozstrzygnięciu aukcji w stosunku do wytwórcy, którego oferta wygrała aukcję wg stanu na dzień rozstrzygnięcia tej aukcji (dnia udzielenia pomocy). Dodatkowo, stosownie do motywu 30 ww. decyzji KE, niezbędne jest również uzupełnienie projektu ustawy o obowiązek złożenia przez wytwórcę oświadczenia dotyczącego braku obowiązku zwrotu kwoty stanowiącej równowartość udzielonej pomocy publicznej, co do której Komisja Europejska wydała decyzję o obowiązku zwrotu pomocy.	sytuacji w rozumieniu art. 2 pkt 18 lit. a-c lub e rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (Dz. Urz. UE L 187 z 26.06.2014, str. 1, z późn. zm.), unieważnia wydane danemu wytwórcy zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji.” Alternatywnie – propozycja b - dodanie do projektu ustawy projektu zmian art. 36 i 66 ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych na przykład w następującym brzmieniu: „w art. 36 po słowach „oraz nadzorze publicznym” dodaje się słowa „oraz informacje dotyczące sytuacji ekonomicznej, w tym sprawozdania finansowe za okres 3 ostatnich lat obrotowych, sporządzane zgodnie z przepisami o rachunkowości” oraz „w art. 66 dotychczasową treść oznacza się jako ust. 1 i dodaje się ust. 2 w brzmieniu: „Prezes URE przeprowadza kontrolę zgodności ze stanem faktycznym na dzień rozstrzygnięcia aukcji złożonego oświadczenia, o którym mowa w art. 31 ust. 4 pkt 7, poprzez weryfikację informacji dotyczącej sytuacji ekonomicznej, składanej przez wytwórcę na podstawie art. 36.” 2) <u>oświadczenie o obowiązku zwrotu pomocy</u> Dodanie w zmienianym art. 26 ust. 5 ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych kolejnego punktu (11) oraz w

				zmienianym art. 31 ust. 4 ww. ustawy kolejnego punktu (9) w brzmieniu: <i>„oświadczenie, że na wytwórcy lub którymkolwiek przedsiębiorcy z nim powiązanym nie ciąży obowiązek zwrotu udzielonej pomocy, wynikający z decyzji Komisji Europejskiej nakazującej zwrot”.</i>	
17.	Urząd Regulacji Energetyki	Art. 1 pkt 9 lit. a – dot. art. 27 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Treść tego przepisu powinna uwzględniać również odwołanie do art. 26 ust. 5a.	wniosek o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji nie spełnia wymagań, o których mowa w art. 26 ust. 4-5a, z zastrzeżeniem ust. 2a, lub”,	Uwaga uwzględniona
18.	Urząd Regulacji Energetyki	Art. 1 pkt 9 lit. c – dot. art. 27 ust. 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Uwaga porządkowa – przepis zawiera błędne odwołanie – o zaświadczeniu wstępnym mowa jest w ust. 2a.	Termin ważności wstępnego zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w ust. 2a , wynosi 12 miesięcy od dnia jego wydania. Termin ten nie może być dłuższy niż termin ważności dokumentów, o których mowa w art. 26 ust. 5 pkt 1 i 3.	Uwaga uwzględniona
19.	Konfederacja Lewiatan	Art. 1 pkt 11 lit. a – dot. art. 30 ust. 1 i 8 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Z perspektywy inwestorów oraz w kontekście dążenia rządu do zapewnienia wysokiej frekwencji w aukcjach CfD, propozycja drastycznego skrócenia terminu na ogłoszenie aukcji i ustalenie regulaminu z 6 miesięcy do 30 dni przed jej rozpoczęciem jawi się jako wysoce problematyczna i potencjalnie szkodliwa. 30 dni jest terminem dalece niewystarczającym do kompleksowego przygotowania się do aukcji CfD dla MFW. Inwestorzy potrzebują czasu na przeprowadzenie szczegółowej analizy i opracowania założeń projektu oraz modelu biznesowego, ustanowienie zabezpieczenia finansowego, oraz przygotowanie wymaganej dokumentacji i zgód	Postulujemy wykreślenie - rezygnację - ze zmiany nr 11 lit a: w art. 30: ~~w ust. 1 i 8 wyrazy „6 miesięcy” zastępuje się wyrazami „30 dni”,~~	Uwaga uwzględniona częściowo Wprowadzono zmianę, dzięki której termin przeprowadzenia sesji aukcji będzie ogłaszany wcześniej niż pozostałe wymagania aukcji. Jednocześnie należy zauważyć, że 30-dniowy termin jest terminem tożsamym z terminem dla innych instalacji OZE, dla których jest on wystarczający na przygotowanie ofert. Ponadto jest to termin minimalny a nie maksymalny.

			korporacyjnych. Tak krótki termin uniemożliwia rzetelne przygotowanie, zwiększając ryzyko niepowodzenia i zniechęcając potencjalnych uczestników. Opóźnienie ogłoszenie aukcji jak i publikacji jej regulaminu przekłada się na zwiększoną niepewność regulacyjną, osłabiając zaufanie inwestorów i podważając wiarygodność procesu aukcyjnego. Należy zwrócić uwagę, że zaproponowany nowy termin znacznie utrudnia także, jeśli nie uniemożliwia, realizację obowiązków ustawowych Prezesowi URE (np. ocena a art. 30 ust. 4) i niesie ryzyko także dla realizacji rządowego programu rozwoju MEW. Zbyt krótki termin na przygotowanie może skutkować niską frekwencją w aukcji lub brakiem ważnych ofert. To z kolei może doprowadzić do niepowodzenia aukcji i opóźnienia w realizacji strategicznych celów rządu w zakresie rozwoju morskiej energetyki wiatrowej. Nieudana aukcja będzie miała negatywny wpływ na wizerunek Polski jako kraju atrakcyjnego dla inwestycji w odnawialne źródła energii. To może zniechęcić potencjalnych inwestorów do angażowania się w przyszłe projekty i podważyć wiarygodność rządu jako partnera. Obowiązujący 6-miesięczny termin jest z perspektywy inwestora bezwzględny minimum i poza przypadkiem ew. aukcji interwencyjnej w 2026 r. nie powinien być zmieniany. Zdaniem przedsiębiorców zrzeszonych w Konfederacji Lewiatan ogłoszenie terminu aukcji z odpowiednim wyprzedzeniem (tj. nie później niż 6 miesięcy przed datą jej przeprowadzenia) jest kluczowe z punktu		

			widzenia przygotowania konkurencyjnej oferty oraz przeprowadzenia wszystkich procesów korporacyjnych z tym związanych. Należy bowiem pamiętać, że inwestycje polegające na budowie morskich farm wiatrowych są przedsięwzięciami o dużej skali, a co za tym idzie – wiążą się z dużo większymi nakładami finansowymi niż np. inwestycje w źródła odnawialne na lądzie. Od odpowiedniego przygotowania ofert zależy także poziom konkurencyjności aukcji, co ma bezpośrednie przełożenie na obciążenie odbiorców końcowych. Jednocześnie wskazujemy, że pozostałe elementy ogłoszenia o aukcji mogłyby potencjalnie być opublikowane później niż sama data jej przeprowadzenia (np. nie później niż 3 miesiące przed aukcją).		
20.	Konfederacja Lewiatan	Art. 1 pkt 11 lit. b – dot. art. 30 ust. 2 pkt 7 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Istotne, aby ogłoszenie informacji o terminie i sposobie złożenia dokumentu potwierdzającego ustanowienie zabezpieczenia nastąpiło ze stosownym wyprzedzeniem, a inwestor miał nadal realną swobodę wyboru formy zabezpieczenia z art. 5 (tj. kaucja lub gwarancja). O ile sama idea przedstawienia zabezpieczenia poprzez wspomnianą w uzasadnieniu do Projektu platformę nie budzi wątpliwości, to sugerowane ograniczenie formy tego zabezpieczenia, na przykład poprzez wyłączenie możliwości składania gwarancji bankowych, budzi poważne zastrzeżenia. Przy tak dużych mocach ofertowanych w aukcji dla morskiej energetyki wiatrowej, korzystanie z formy kaucji, która zwracana jest dopiero po realizacji wynikającego z ustawy obowiązku wytworzenia i wprowadzenia do sieci po raz pierwszy energii elektrycznej wytworzonej w MFW po uzyskaniu koncesji, stawia przed		Uwaga wyjaśniona Przepisy projektu ustawy nie znoszą możliwości ustanowienia zabezpieczenia w formie gwarancji bankowych a jedynie obowiązek dołączenia potwierdzenia jego ustanowienia, w miejsce którego wytwórca będzie zobowiązany do złożenia oświadczenia, że przedsięwzięcie nie znajduje się w trudnej sytuacji. W celu usunięcia ewentualnych wątpliwości wskazano to wyraźnie w uzasadnieniu do projektu.

			inwestorem znaczące wyzwanie związane z zamrażaniem środków finansowych, co nie ma miejsca w przypadku ustanawiania zabezpieczenia w formie gwarancji. Dodatkowo istotnym jest odpowiedni czas przedstawienia przez URE szczegółowych wymogów dotyczących formy zabezpieczenia. Stosowne wyprzedzenie, ok. 6-4 miesiące wymagane jest celem zawarcia zgód korporacyjnych dot. wniesienia zabezpieczenia finansowego oraz przeprocesowanie ich ze stosownymi zewnętrznymi instytucjami finansowymi.		
21.	Urząd Regulacji Energetyki	Art. 1 pkt 11 lit. b – dot. art. 30 ust. 2 pkt 7 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Przepis zbędny w odniesieniu do ogłoszenia o aukcji. Informacja o terminie i sposobie złożenia dokumentu potwierdzającego ustanowienie zabezpieczenia, o którym mowa w art. 5, winna być ujęta w ust. 9 jako obowiązkowy zakres regulaminu. Zasady wnoszenia zabezpieczenia są ogólne i powinny być niezależne od samego ogłoszenia o aukcji. Ważną kwestią będzie natomiast wprowadzenie w regulaminie obowiązku wniesienia zabezpieczenia w formie gwarancji bankowej na co najmniej 14 dni przed sesją aukcji. Ponadto należy zauważyć, że przedłożenie dokumentu potwierdzającego ustanowienie zabezpieczenia w formie kaucji jest bezzasadne - w związku z przeprowadzaniem aukcji za pośrednictwem IPA kaucja będzie wpłacana na indywidualny nr rachunku generowany przez IPA i dopiero po zaciągnięciu do systemu będzie podlegała walidacji i w przypadku prawidłowej kwoty system umożliwi złożenie oferty dla danej MFW.		Uwaga uwzględniona

22.	Konfederacja Lewiatan	Art. 1 pkt 11 lit. c – dot. art. 30 ust. 2a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Dla inwestorów ważne jest wykluczenie niejasności co do punktu odniesienia dla informacji PSE o dostępnej maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych dla poszczególnych miejsc przyłączenia do sieci. Zaproponowane brzmienie przepisu nie precyzuje tego jednoznacznie, rodząc niepewność wśród inwestorów W celu wyeliminowania niejasności i zapewnienia inwestorom transparentności i przewidywalności, prosimy o doprecyzowanie brzmienia przepisu zgodnie z propozycją oraz wskazanie w uzasadnieniu, że punktem odniesienia dla wyznaczania tych informacji jest „<u>Scenariusz Dynamicznej Transformacji z uwolnieniem potencjału Offshore/SDO</u>” Planu rozwoju sieci przesyłowej, umożliwiający realizację harmonogramu aukcji, o którym mowa w art. 29 ust. 3. Proponowane uzupełnienie przepisu zapewni, że w przypadku scenariuszowego ujęcia kwestii rozwoju sieci dla MEW w planie rozwoju PSE, jak ma to miejsce w obecnie obowiązującym planie, przekazywane dane będą zgodne z ustawowym harmonogramem aukcji, umożliwiając w pełni realizację przyjętych ustawowo i strategicznie celów OZE.	Propozycja uzupełnienia przepisu: „2a. Operator systemu przesyłowego, na wniosek Prezesa URE, na potrzeby informacji, o której mowa w ust. 2 pkt 6, przekazuje informacje o dostępnej maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych dla poszczególnych miejsc przyłączenia do sieci. <u>Informacje te są przekazywane</u> na podstawie uzgodnionego przez Prezesa URE planu rozwoju przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem energii, o którym mowa w art. 16 ustawy - Prawo energetyczne, <u>umożliwiającego realizację harmonogramu aukcji, o którym mowa w art. 29 ust. 3,</u> nie później niż w terminie 7 dni od dnia otrzymania wniosku.”	Uwaga nieuwzględniona Proponowana zmiana treści przepisu jest nienormatywna i nie wnosi merytorycznych zmian. Odniesienie do planu rozwoju przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem energii jest wystarczające. Plan ten podlega konsultacjom z użytkownikami systemu oraz uzgodnieniu z Prezesem URE na podstawie art. 16 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne i jako taki powinien umożliwiać realizację harmonogramu aukcji. Ponadto uwagowany przepis nie jest właściwym miejscem do określenia zawartości planu rozwoju przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem energii.
23.	Urząd Regulacji Energetyki	Art. 1 pkt 11 lit. c – dot. art. 30 ust. 2d ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Proponuje się doprecyzowanie odwołania.	W okresie między dniem przekazania informacji, o której mowa w ust. 2a a podaniem do publicznej wiadomości wyników aukcji, o których mowa w art. 34 ust. 2, a w przypadku art. 33 ust. 5 pkt 1 ich aktualizacji zgodnie z ust. 6, wnioski, o których mowa w art. 48 ust. 1, w przypadku złożenia oświadczenia art. 48 ust. 2, nie podlegają rozpatrzeniu.”.	Uwaga uwzględniona
24.	Urząd Regulacji Energetyki	Art. 1 pkt 11 lit. d – dot. art. 30 ust. 4 i 5 ustawy z dnia 17	Regulacja opisana w ust. 4 i 5 koliduje z ust. 1 i skróconym terminem publikacji		Uwaga uwzględniona

		grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	ogłoszenia tj. nie później niż na 30 dni przed dniem jej rozpoczęcia. Ogłoszenie aukcji i za kilka dni publikacja informacji o nieprzeprowadzaniu aukcji z uwagi mniej niż 3 ważne zaświadczenia byłaby bezcelowa. Wydaje się, że należałoby skrócić termin, o którym mowa w ust. 4, np. do 14 dni przed terminem sesji. Dodatkowo proponuje się doprecyzować pkt 2 w ust. 4 poprzez dodanie „nie później niż dzień”. Dodanie samego słowa „dzień” spowoduje, że wniosków o wydanie zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji, których termin rozpatrzenia upływa dwa dni i więcej przed aukcją, nie będą brane pod uwagę.		
25.	Urząd Regulacji Energetyki	Art. 1 pkt 11 – dot. art. 30 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	W związku z aktualnym brzmieniem art. 30 ust. 1 oraz ust. 8 ustawy offshore wind, zarówno ogłoszenie jak i regulamin aukcji Prezes URE powinien opublikować nie później niż 6 miesięcy przed dniem jej rozpoczęcia. Biorąc pod uwagę obowiązek przeprowadzenia pierwszej aukcji w 2025 r., ww. dokumenty muszą zostać przygotowane najpóźniej do czerwca br. Mając na uwadze projektowane zmiany art. 30 ust 1 i 2 ww. ustawy, a także trudny do przewidzenia czas niezbędny do przeprowadzenia procesu legislacyjnego, proponuje się zaprojektowanie przepisów przejściowych regulujących kwestie zastosowania nowych przepisów po zamieszczeniu ogłoszenia o aukcji oraz zatwierdzeniu harmonogramu.		Uwaga uwzględniona częściowo Wprowadzono przepis przejściowy umożliwiający aktualizację ogłoszenia o aukcji i jej regulaminu w zakresie innym niż termin przeprowadzenia sesji aukcji i jej oznaczenie.
26.	Urząd Regulacji Energetyki	Art. 1 pkt 12 lit. a – dot. art. 31 ust. 4 pkt 7 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w	Oświadczenie powinno dotyczyć również tego, że na podmiocie nie ciąży obowiązek zwrotu pomocy publicznej, wynikający z decyzji Komisji Europejskiej uznającej taką pomoc za niezgodną z prawem oraz z rynkiem wewnętrznym. Dodatkowo oferta aukcyjna składana przez uczestnika aukcji powinna zawierać		Uwaga uwzględniona

		morskich farmach wiatrowych	informacje o planowanej dacie rozpoczęcia i zakończenia sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu wsparcia.		
27.	Urząd Regulacji Energetyki	Art. 1 pkt 12 lit. a – dot.art. 31 ust. 4 pkt 8 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Zgodnie z zaprojektowanym przepisem do oferty wytwórca dołącza oświadczenie o braku rozpoczęcia prac związanych z budową morskiej farmy wiatrowej , w rozumieniu art. 20 ust. 2. Jak to zostało wskazane w uwadze do art. 3a ustawy offshore wind, zgodnie z definicją (por. art. 3 pkt 3) morska farma wiatrowa to instalacja stanowiąca wyodrębniony zespół urządzeń służących do wytwarzania energii, w skład którego wchodzi jedna lub więcej morskich turbin wiatrowych, sieć średniego napięcia wraz ze stacjami elektroenergetycznymi zlokalizowanymi na morzu , z wyłączeniem urządzeń po stronie górnego napięcia transformatora lub transformatorów znajdujących się na tej stacji. Nie jest jasne, czy oświadczenie o braku rozpoczęcia prac ma również obejmować stacje elektroenergetyczne. Wydaje się, że ww. nie uwzględnia możliwości wynikających z art. 3a w zakresie współdzielenia stacji. Dodatkowo, pod rozwałę należy poddać wprowadzenie zamiennego warunku dotyczącego braku wytworzenia energii elektrycznej po raz pierwszy przed zakończeniem sesji aukcji, w której złożono zwycięską ofertę. Jest to parametr zdecydowanie bardziej obiektywny i prostszy do weryfikacji.		Uwaga uwzględniona częściowo Zdecydowano się na wprowadzenie warunku dotyczącego braku wytworzenia energii elektrycznej w danej morskiej farmie wiatrowej po raz pierwszy przed zakończeniem sesji aukcji.
28.	Konfederacja Lewiatan	Art. 1 pkt 13 - dot.art. 31a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	W związku z proponowaną delegacją ustawową do wydania obwieszczenia, w którym ogłasza się kurs wymiany euro, przyjęty do obliczenia ceny maksymalnej, zgłaszamy następujące postulaty, mające na celu doprecyzowanie i usprawnienie procesu ogłaszania kursu:	1. Propozycja uzupełnienia przepisu: „Art. 31a. Minister właściwy do spraw klimatu ogłasza w drodze obwieszczenia w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”: 1) kurs wymiany euro, przyjęty do obliczenia maksymalnej ceny określonej w przepisach wykonawczych wydanych	Uwaga uwzględniona częściowo Uzupełniono uzasadnienie do projektu. Ogłoszenie w drodze obwieszczenia jest czynnością wyłącznie techniczną. Kurs wymiany euro jest powszechnie znany, gdyż jest wskazany w

		1. Należy uzupełnić przepis o termin, w jakim minister właściwy do spraw klimatu jest zobowiązany do ogłoszenia kursu wymiany euro. Aktualna propozycja nie precyzuje terminu, w jakim minister właściwy do spraw klimatu powinien ogłosić kurs wymiany euro. Określenie terminu zapewni większą transparentność, przewidywalność i sprawność procesu ogłaszania kursu wymiany euro, co przyczyni się do poprawy klimatu inwestycyjnego. 2. Należy dodać przepis przejściowy, który stanowi, że w 2025 r. ogłoszenie kursu wymiany euro następuje w ciągu 14 dni od dnia wejścia w życie ustawy. Z uwagi na fakt, że rozporządzenie określające maksymalną cenę, wyrażoną w złotych za 1 MWh, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców, zostało wydane w styczniu 2025 r., konieczne jest wprowadzenie przepisu przejściowego, który umożliwi ogłoszenie kursu wymiany euro w odpowiednim czasie. 3. Należy uzupełnić uzasadnienie o wskazanie, że chodzi zaledwie o czynność techniczną polegającą na "przepisaniu" wartości z rozporządzenia wydanego w styczniu 2025 r. W uzasadnieniu projektu ustawy należy wyraźnie wskazać, że ogłoszenie kursu wymiany euro w drodze obwieszczenia nie kreuje żadnych nowych wartości, a jest czynnością techniczną, polegającą na przeniesieniu wartości kursu z rozporządzenia. Takie wyjaśnienie uspokoi ewentualne obawy, że minister właściwy do spraw klimatu będzie miał uznaniowość w zakresie ustalania kursu.	na podstawie art. 31 ust. 11 – w ciągu 14 dni od ich wydania;" 2. Propozycja przepisu przejściowego: „Art. XX. Ogłoszenie, o którym mowa w art. 31a ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, następuje w terminie 14 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.” 3. Zmiana brzmienia ostatniego zdania w pkt V na stronie 24 uzasadnienia: ~~Przyjęcie formy obwieszczenia, ze względu na dużo mniej sformalizowaną i krótszą procedurę, zagwarantuje lepsze odzwierciedlenie kursu euro. Ponadto, zgodnie z utrwalonym zwyczajem legislacyjnym, forma obwieszczenia jest najlepszą dla tego typu zagadnień.~~ „Należy podkreślić, że minister w wydawanym obwieszczeniu nie kreuje żadnych nowych wartości, w szczególności nie ustala kursu euro. Podaje jedynie do powszechnej wiadomości dane, które zostały wykorzystane do obliczenia ceny maksymalnej określonej w rozporządzeniu wydanym na podstawie art. 31 ust. 11. Wydawane obwieszczenie będzie zatem mieć wyłącznie funkcję informacyjną. Wydanie obwieszczenia jest zabiegiem wyłącznie technicznym – ogłoszenie omawianych danych w pewnym i powszechnie dostępnym źródle jest konieczne, aby można było posłużyć się nim przy dokonywaniu obliczeń w ramach mechanizmu z art. 40 ust. 10a – 10g.”	uzasadnieniu do rozporządzenia wydanego na podstawie art. 31 ust. 11 ustawy offshore wind.

			Proponowane nowe brzmienie uzasadnienia jest wzorowane na uzasadnieniu do ustawy, która wprowadziła analogiczny przepis dla 1 fazy (Dz.U. 2022 poz. 2687).		
29.	Urząd Regulacji Energetyki	Art. 1 – propozycja dodania zmiany art. 32 ust. 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Za aktualizacją oferty w zakresie mocy zainstalowanej powinna iść jednocześnie aktualizacja łącznej szacunkowej ilości energii (analogicznie w art. 33 ust. 5 pkt 1).	W okresie 24 miesięcy od dnia, w którym decyzja o pozwoleniu na budowę morskiej farmy wiatrowej stała się ostateczna, wytwórca może zaktualizować ofertę, o której mowa w art. 31 ust. 1, przez złożenie Prezesowi URE oświadczenia o obniżeniu mocy zainstalowanej, o której mowa w art. 31 ust. 4 pkt 2 oraz aktualizacji informacji, o której mowa w art. 31 ust. 4 pkt 6.	Uwaga uwzględniona
30.	Urząd Regulacji Energetyki	Art. 1 pkt 14 – propozycja dodania zmiany art. 33 ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Proponuje się doprecyzowanie.	1) zaoferowali najniższą cenę sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej oraz	Uwaga uwzględniona
31.	Urząd Regulacji Energetyki	Art. 1 pkt 14 – propozycja dodania zmiany art. 33 ust. 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Nie jest jasne jak stosować przepis jeśli np. trzecia w kolejności oferta przekracza moc zainstalowaną elektryczną, o której mowa w art. 30 ust. 2 pkt 4 o nie więcej niż 500 MW, ale nie spełni warunków z ust. 4 - czy powinno się badać ofertę kolejną w zakresie spełnienia warunków ust. 4, co wydaje się korzystne dla wytwórców, czy od razu przejść do trybu opisanego w ust. 5.		Uwaga uwzględniona Zmieniono i doprecyzowano treść przepisu art. 33 ust. 4 ustawy offshore wind
32.	Urząd Regulacji Energetyki	Art. 1 – propozycja dodania zmiany art. 34 ust. 7 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w	Proponuje się zmianę przepisu w zakresie terminu przekazania ministrowi właściwemu do spraw klimatu i ministrowi właściwemu do spraw aktywów państwowych informacji o wyniku aukcji albo o jej unieważnieniu. Obecnie przepis nakłada obowiązek przekazania		Uwaga uwzględniona częściowo Wydłużono termin maksymalnie do 14 dni od dnia zamknięcia sesji aukcji.

		morskich farmach wiatrowych	przedmiotowej informacji w terminie 5 dni roboczych od dnia zamknięcia sesji aukcji . Mając na uwadze skomplikowany charakter mechanizmu rozstrzygania aukcji offshore, dochowanie terminu 5 dni od dnia zamknięcia sesji aukcji może okazać się niemożliwe. Proponuje się, aby przedmiotowy termin był liczony od dnia rozstrzygnięcia aukcji.		
33.	Urząd Regulacji Energetyki	Art. 1 pkt 16 – propozycja dodania zmiany art. 35 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Proponuje się doprecyzowanie regulacji.	Wyrażenie zgody lub odmowa wyrażenia zgody następuje w drodze decyzji. Decyzję wydaje się w terminie 30 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku.	Uwaga uwzględniona
34.	Urząd Regulacji Energetyki	Art. 1 – propozycja dodania zmiany art. 36 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Wraz z modelem finansowym wytwórca powinien przekazać sprawozdania finansowe za okres 3 ostatnich lat obrotowych, sporządzane zgodnie z przepisami o rachunkowości. Powyższe wynika z uchylecia art. 26 ust. 6 ustawy.		Uwaga uwzględniona
35.	Konfederacja Lewiatan	Art. 1 pkt 17 lit. a – dot. art. 38 ust. 5a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Zaproponowaną zmianę należy ocenić negatywnie. Rola waloryzacji ceny aukcyjnej jest kluczowa dla zapewnienia rentowności projektów MFW i minimalizacji ryzyka inwestycyjnego do akceptowalnego poziomu. Długoterminowy charakter projektów MFW, obejmujący okres 25 lat, naraża inwestorów na nieprzewidywalne zmiany w otoczeniu makroekonomicznym, w tym na wahania inflacji. Mechanizm waloryzacji wsparcia stanowi istotny element stabilizujący przepływy pieniężne wytwórców, umożliwiając im pokrycie kosztów operacyjnych i utrzymanie	Wykreślenie z art. 1 pkt 17 Projektu lit. a wprowadzającej art. 38 ust. 5a. Alternatywnie: Nadanie nowego brzmienia art. 1 pkt 17 lit. a Projektu: a) po ust 5 dodaje się ust. 5a w brzmieniu: „5a. Corocznej waloryzacji, o której mowa w ust. 5 pkt 2, począwszy od roku następującego po roku uzyskania przez wytwórcę pierwszej koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w danej morskiej farmie wiatrowej lub jej części, dokonuje się:	Uwaga nieuwzględniona Celem zawartych w projekcie przepisów jest zabezpieczenie odbiorców przed wystąpieniem nagłych i nieproporcjonalnych kosztów wsparcia, a po stronie wytwórców nadmiarowych i nieuzasadnionych zysków. Proponowana regulacja ma na celu zagwarantowanie pewności inwestycyjnej w sytuacji, w której średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych przekroczy wartość średniookresowego celu inflacyjnego określonego przez Radę

		konkurencyjności. Proponowane ograniczenie waloryzacji wyłącznie do górnego limitu celu inflacyjnego, bez uwzględnienia symetrycznego mechanizmu kompensacji w przypadku deflacji, podważa fundamenty tego mechanizmu i zwiększa ryzyko inwestycyjne do poziomu nieakceptowalnego dla wielu potencjalnych inwestorów. W efekcie, może to prowadzić do ograniczenia napływu kapitału do sektora morskiej energetyki wiatrowej i spowolnienia transformacji energetycznej kraju. Wprowadzanie zmian w kluczowym instrumencie zarządzania ryzykiem na krótko przed aukcją i już po określeniu maksymalnej ceny jaka może być złożona w ofertach przez wytwórców znacząco zmienia na ostatnią chwilę znany dotychczas sposób postępowania i może negatywnie wpłynąć na postrzeganie polskiego rynku przez zagranicznych inwestorów, czyniąc go mniej przewidywalnym i tym samym mniej atrakcyjnym. Jeśli zasady waloryzacji wskaźnikiem CPI mają ulec zmianie, deweloperzy będą musieli uwzględnić ryzyko związane z niepewnością cen surowców poprzez uwzględnienie odpowiedniej premii za ryzyko w cenach ofertowych. Aby to zwiększone ryzyko mogło być odpowiednio premiowane, niezbędna będzie zmiana rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 stycznia 2025 r. w sprawie maksymalnej ceny za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców („rozporządzenie cenowe”), która adekwatnie odzwierciedli dodatkowe	1) w wysokości 1,5%, jeżeli wskaźnik, o którym mowa w ust. 5, jest niższy lub równy 1,5%; 2) wskaźnikiem, o którym mowa w ust. 5, jeżeli jest wyższy niż 1,5% i niższy niż 3,5%; 3) w wysokości 3,5%, jeżeli wskaźnik, o którym mowa w ust. 5, jest większy lub równy 3,5%.”	Polityki Pieniężnej w założeniach polityki pieniężnej. Wytwórcy w swoich modelach finansowych również przyjmują ten wskaźnik, przygotowując się do złożenia oferty aukcyjnej Dodatkowo należy wskazać, że w innych krajach występują mechanizmy polegające na braku waloryzacji wsparcia lub jego waloryzacji tylko do momentu rozpoczęcia eksploatacji. Na przykład 9 kwietnia litewski rząd zdecydował o zmianie zasad indeksacji wsparcia, m.in. poprzez skrócenie indeksacji z 23 do 8 lat. Ma to zmniejszyć obciążenia dla litewskiego budżetu o ok. 500 mln euro. W polskich warunkach waloryzacja ma na celu zagwarantowanie wytwórcom pokrycia wsparciem wzrostu kosztów kapitałowych i eksploatacyjnych na poziomie inflacji, jednak ochrona odbiorców końcowych przed nadmiarowymi kosztami energii elektrycznej jest także niezbędna i to właśnie zapewnienie zaproponowane w ustawie rozwiązanie.

			koszty związane ze znacznym wzrostem niepewności po stronie inwestora. Dodatkowo, należy podkreślić, że proponowana regulacja, określana mianem "tunelu waloryzacyjnego," w rzeczywistości nim nie jest. Prawdziwy tunel waloryzacyjny charakteryzuje się symetrycznym ograniczeniem zarówno od góry, jak i od dołu, zapewniając ochronę zarówno przed nadmiernym wzrostem kosztów, jak i przed ryzykiem deflacji. Proponowana zmiana wprowadza jedynie górny limit waloryzacji, ograniczając korzyści dla wytwórców w okresach wysokiej inflacji. Jednocześnie, brak jest mechanizmu chroniącego inwestorów przed negatywnymi skutkami deflacji, co w przypadku wystąpienia takiego zjawiska może prowadzić do realnego obniżenia wartości wsparcia poniżej poziomu kosztów operacyjnych. Takie jednostronne podejście, pomijające ryzyko ponoszone przez inwestorów, podważa zaufanie do państwa jako stabilnego partnera i może negatywnie wpłynąć na przyszłe inwestycje w sektor OZE. Obecne zasady waloryzacji CfD poprzez coroczną indeksację cen rozliczeniowych efektywnie zarządzają ryzykiem inflacji, które jest niezależne od deweloperów. Utrzymanie obecnych zasad jest korzystne zarówno dla konsumentów, jak i wytwórców. Wprowadzenie ograniczonej waloryzacji może skłonić deweloperów do wliczania premii za ryzyko do cen ofertowych, co podniesie koszty dla konsumentów. Premia ta bazowałaby na prognozach, a nie na danych rzeczywistych i obowiązywałaby przez cały okres kontraktu. Z drugiej strony, niedoszacowanie ryzyka może wpłynąć na		

			zdolność projektu do realizacji. Oba scenariusze są niekorzystne dla konsumentów i systemu energetycznego. Warto zauważyć, że Komisja Europejska w swych zaleceniach i wytycznych dotyczących projektowania aukcji dla energii odnawialnej wzywa państwa członkowskie do rozważenia włączenia klauzul indeksacyjnych do projektu aukcji (motyw 21), a nie do ograniczania istniejących ram. Dokument roboczy towarzyszący tym zaleceniom szerzej omawia związek między istnieniem instrumentów zmniejszających ryzyko, takich jak indeksacja ceny rozliczeniowej, a wartością ofert aukcyjnych: Recommendation and guidance on auction design for renewable energy - European Commission. Polecamy uwadze, że rząd brytyjski przeprowadził w ubiegłym roku konsultacje publiczne na temat przyszłości aukcji CfD, szeroko dyskutując, czy pełna indeksacja CfD do wskaźnika cen konsumpcyjnych nadal oferuje korzystne warunki na coraz bardziej konkurencyjnym rynku globalnym. Obszerny dokument zawiera cenne dane analityczne i został skonkludowany przez tamtejszy rząd wnioskiem, że odejście od pełnej indeksacji powiązanej z CPI może mieć znaczący negatywny wpływ na zaufanie inwestorów i dlatego nie zamierza odchodzić od obecnego podejścia (https://www.gov.uk/government/consultations/proposed-amendments-to-contracts-for-difference-for-allocation-round-7-and-future-rounds). W związku z tym postulujemy:		

- 2) **Utrzymanie** dotychczasowego systemu waloryzacji wsparcia, opartego na wskaźniku cen towarów i usług konsumpcyjnych, jako mechanizmu minimalizującego ryzyko inwestycyjne do akceptowalnego poziomu;
albo alternatywnie
- 2) **Utrzymanie** dotychczasowego systemu waloryzacji wsparcia w do czasu rozpoczęcia komercyjnego działania farmy oraz przyjęcie po tym terminie realnego tunelu waloryzacyjnego, zgodnego z celem inflacyjnym RPP, z uwzględnieniem symetrycznego przedziału odchyleń o szerokości ± 1 punktu procentowego.

Uzasadnienie alternatywnej propozycji
Proponujemy alternatywnie zmianę projektowanego przepisu w taki sposób, aby do momentu rozpoczęcia komercyjnego działania morskiej farmy wiatrowej (do roku uzyskania koncesji) zachować aktualne zasady indeksacji kontraktu różnicowego, natomiast od roku następującego po roku uzyskania koncesji – aby coroczna indeksacja kontraktu różnicowego mieściła się w tunelu inflacyjnym pomiędzy 1,5% a 3,5%, tj. zgodnie z założeniami polityki pieniężnej, które od 2004 roku są ustalane w tym samym kształcie przez Radę Polityki Pieniężnej (cel inflacyjny 2,5% z przedziałem odchylenia wynoszącym ± 1 p.p.).

			Tunel waloryzacyjny z symetrycznym przedziałem odchyłeń ± 1 punktu procentowego zapewni inwestorom pewien poziom stabilności i przewidywalności w zakresie przyszłych przychodów. Przedział odchyłeń pozwala na uwzględnienie krótkoterminowych wahań inflacji, jednocześnie utrzymując waloryzację w ryzach. Należy podkreślić, że propozycja ta stanowi kompromis między interesami inwestorów a obawami wyrażonymi w uzasadnieniu Projektu. Z jednej strony, zapewnia inwestorom pewien poziom ochrony przed inflacją. Z drugiej strony, ogranicza ryzyko nadmiernego wzrostu cen energii dla konsumentów, co jest szczególnie istotne w kontekście rosnącej świadomości społecznej na temat kosztów transformacji energetycznej.		
36.	Urząd Regulacji Energetyki	Art. 1 pkt 18 lit. b – dot. art. 40 ust. 3 pkt 1a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Projektowany (oraz obecnie obowiązujący) przepis jest niespójny z art. 6, zgodnie z którym prawo do pokrycia ujemnego salda przysługuje w odniesieniu do energii elektrycznej wytworzonej w danej morskiej farmie wiatrowej lub jej części i wprowadzonej do sieci. Wypłata ujemnego salda za energię niewyprodukowaną i niewprowadzoną do sieci spowoduje nierówne traktowanie wytwórców OZE. Na podstawie ustawy o OZE wytwórcy rozliczają się wyłącznie za energię sprzedaną, a energia niewyprodukowana w związku z poleceniami redysponowania może być zaliczona wyłącznie na potrzeby rozliczenia samego obowiązku sprzedaży energii w ilości określonej w ofercie (minimum 85%). Należy także zapewnić spójność projektowanych regulacji z przepisami zawartymi w ustawie - Prawo energetyczne, dotyczącymi rozliczeń z		Uwaga wyjaśniona Przedmiotowa regulacja stanowi dopełnienie obowiązującej normy z art. 40 ust. 3 pkt 1 lit a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz wychodzi naprzeciw postulatowi PSE S.A. Zgodnie z ww. przepisem, w przypadku redysponowania morskiej farmy wiatrowej przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego, nieopartego na zasadach rynkowych, wytwórcy w zakresie ilości energii elektrycznej, która nie została wprowadzona do sieci w wyniku tego redysponowania, <u>przysługuje prawo do rekompensaty finansowej, z wyjątkiem przypadku, w którym umowa przyłączeniowa nie gwarantuje niezawodnych dostaw</u>

			tytułu redysponowania mocy (art. 9c ustawy – Prawo energetyczne).		<u>energii. Proponowany zaś pkt 1a przyznaje prawo do pokrycia ujemnego salda w przypadku, w którym umowa przyłączeniowa nie gwarantuje niezawodnych dostaw energii.</u> Projektowane przepisy gwarantują więc rekompensatę finansową wytwórcy związaną z redysponowaniem również w sytuacji braku gwarancji niezawodnych dostaw energii, co pozwala na zapewnienie równego traktowania podmiotów w sytuacji gdy zaniżenie generacji nastąpiło z przyczyn niezależnych od wytwórcy.
37.	Urząd Regulacji Energetyki	Art.1 pkt 21 – dot.art. 56a ust. 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Proponuje się doprecyzowanie przepisu (poprzez dodanie słowa „rozstrzygniętej”), chyba że intencją jest możliwość wypowiedzenia umowy w przypadku braku udziału w pierwszej ogłoszonej i przeprowadzonej aukcji, niezależnie czy zostanie ona rozstrzygnięta.	Operatorowi systemu przesyłowego lub operatorowi systemu dystrybucyjnego przysługuje prawo do wypowiedzenia umowy o przyłączenie do sieci, w całości lub w części, ze skutkiem natychmiastowym, wytwórcy, który oświadczył w tej umowie, że zamierza ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda a nie wziął udziału w pierwszej rozstrzygniętej aukcji lub tej aukcji nie wygrał. W sytuacji, o której mowa w zdaniu pierwszym, wypowiedzenie następuje z przyczyn dotyczących wytwórcy.	Uwaga uwzględniona
38.	Urząd Regulacji Energetyki	Art.1 pkt 21 – dot.art. 56a ust. 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Przepis powinien dotyczyć wytwórcy, któremu przyznano prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3, bez względu na etap w jakim się znajduje projekt (powinien też dotyczyć wytwórców, dla których nie została zakończona notyfikacja i dla których nie wydano decyzji na podstawie art. 18). Jednocześnie proponuje się doprecyzować, że przepisu ust. 1 nie stosuje się do danego	Przepisu ust. 1 nie stosuje się w przypadku wytwórcy, któremu przyznano prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 w zakresie danej morskiej farmy wiatrowej.	Uwaga uwzględniona

			wytwórcy w ogóle, ale wyłącznie w zakresie danej morskiej farmy wiatrowej.		
39.	Urząd Regulacji Energetyki	Art. 1 pkt 22 lit. b – dot. art. 64 ust. 3 pkt 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Uzyskanie zgody Prezesa URE, o której mowa w art. 64 następuje przed zamiarem przeniesienia własności, zatem nabywca powinien być zobowiązany do przedłożenia nowej gwarancji ubezpieczeniowej lub bankowej, a nie jej aktualizacji (np. poprzez aneks do istniejącej gwarancji zmieniający stronę gwarancji na nabywcę). Wynika to z faktu, że Prezes URE może odmówić wyrażenia zgody na przejście praw i obowiązków związanych z morską farmą wiatrową. W takiej sytuacji dotychczasowy wytwórca pozostanie właścicielem instalacji, ale bez wymaganego zabezpieczenia. Dodatkowo, należy zwrócić uwagę, że zgodnie z art. 65 ust. 3, w przypadku wyrażenia zgody na przejście praw i obowiązków, o których mowa w art. 64 ust. 1 Prezes URE zwraca zabezpieczenie ustanowione na rzecz wytwórcy w terminie 60 dni od dnia otrzymania stosownego oświadczenia, o którym mowa w ust. 2, co oznacza, że nabywca powinien przedłożyć nową a nie zaktualizowaną dotychczasową gwarancję wytwórcy. Niezależnie od powyższego należy zwrócić uwagę na błędne odwołanie (zob. kolumna 5).	3) gwarancję ubezpieczeniową lub bankową, o której mowa w art. 5 ust. 2 pkt 2, o ile została ustanowiona dla danej instalacji.	Uwaga uwzględniona
40.	Prokuratura Generalna RP	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	W uzasadnieniu projektu wskazano, że w art. 84b ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych tworzy się materialną podstawę do wypłaty odszkodowania za straty majątkowe poniesione przez armatorów statków rybackich. Rekomendujemy analizę relacji wprowadzanego mechanizmu odszkodowawczego do ogólnych zasad odpowiedzialności wynikających z Kodeksu		Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

			cywilnego, w tym art. 435, oraz omówienie w uzasadnieniu potrzeby przyjęcia rozwiązania uzupełniającego ogólne podstawy odpowiedzialności. Pozwoli to na pełniejszą ocenę tego rozwiązania pod kątem jego ewentualnej modyfikacji lub uzupełnienia w zależności od intencji projektodawcy (np. co do zakresu odpowiedzialności, drogi sądowej dochodzenia roszczeń i ich przedawnienia, a także przepisów przejściowych).		
41.	Prokuratoria Generalna RP	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	W dodawanym art. 84b ust. 1 ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych posłużono się wyrażeniem „utrata korzyści majątkowych”, podczas gdy w uzasadnieniu projektu jest mowa o „kompensacji poniesionych strat” i „wypłacie odszkodowania za straty majątkowe”. Art. 361 § 2 Kodeksu cywilnego rozróżnia szkodę w postaci strat, które poszkodowany poniósł, oraz korzyści, które mógłby osiągnąć, gdyby mu szkody nie wyrządzono. Dlatego rekomendujemy analizę przepisu i uzasadnienia oraz modyfikację w zależności od tego, czy celem regulacji jest kompensacja szkody w pełnym zakresie, czy też z ograniczeniem do utraconych korzyści. W przypadku, gdy kompensacji miałyby podlegać wyłącznie utracone korzyści niezbędne jest omówienie takiego ograniczenia odpowiedzialności wytwórcy w uzasadnieniu projektu.		Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
42.	Prokuratoria Generalna RP	Art. 1 pkt 27 - dot. art. 84b ust. 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Zgodnie z art. 84b ust. 1 ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych odszkodowanie ma przysługiwać armatorowi statku rybackiego w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy. Jednak nie jest		Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

			jasne, czy wypłata odszkodowania ma mieć charakter jednorazowy, za jaki okres ma być ustalana wartość szkody i w jakich ramach czasowych mogą być składane wnioski o wypłatę odszkodowania.		
43.	Prokuratoria Generalna RP	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Dodawany art. 84b ust. 3 ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych określa wymóg kontynuowania przez armatora rybołówstwa komercyjnego na innym obszarze po wybudowaniu morskiej farmy wiatrowej. Takie ograniczenie kręgu podmiotów uprawnionych do odszkodowania (wyłączone będą podmioty, które zaprzestaną działalności wskutek budowy morskiej farmy wiatrowej) wymaga szerszego omówienia w uzasadnieniu projektu, w szczególności pod kątem zasady proporcjonalności.		Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
44.	Prokuratoria Generalna RP	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 3, ust. 4 pkt 3 i ust. 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	W art. 84b ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych kilkakrotnie posłużono się wyrażeniem „rozpoczęcie budowy”, podczas gdy w projektowanym art. 31 ust. 4 pkt 8 ww. ustawy (art. 1 pkt 12 lit. a projektu) użyto wyrażenia „rozpoczęcie prac związanych z budową morskiej farmy wiatrowej, w rozumieniu art. 20 ust. 2”. Rekomendujemy weryfikację terminologii w tym zakresie pod kątem potrzeby uspoźnienia.		Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
45.	Prokuratoria Generalna RP	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	W art. 84b ust. 4 ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych przyznano wytwórcy uprawnienie do określenia wartości odszkodowania należnego armatorowi statku rybackiego, w tym wyboru 3 lat z okresu 10 lat dla ustalenia średniej rocznej wielkości przychodów uzyskiwanych z rybołówstwa komercyjnego (art. 84b ust. 4 pkt 4). Takie jednostronne uprawnienie niesie ze sobą		Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.

			ryzyko arbitralności ustaleń, które tylko w niewielkim stopniu byłoby minimalizowane przepisami wykonawczymi wydawanymi na podstawie art. 84b ust. 7 ww. ustawy, a w konsekwencji w wielu przypadkach może zaktualizować się ryzyko sporów sądowych. Rozważane może być zastosowanie rozwiązania już funkcjonującego w odniesieniu do szkód górniczych, tj. trybu ugodowego z opcją sądowego dochodzenia roszczeń po wyczerpaniu postępowania ugodowego (zob. art. 151 Prawa geologicznego i górniczego). Rekomendujemy ponadto rozważenie uzupełnienia projektowanych rozwiązań o sposób i formę określenia wartości odszkodowania (np. ugoda w formie aktu notarialnego, który stanowiłby tytuł egzekucyjny w rozumieniu przepisów Kodeksu postępowania cywilnego), a także kwestię przedawnienia roszczeń (zob. dział VIII Prawa geologicznego i górniczego).		
46.	Prokuratoria Generalna RP	Art. 1 pkt 27 – dot. art. 84b ust. 4 pkt 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Suma kosztów związanych z koniecznością zmiany miejsca oraz sposobu prowadzenia rybołówstwa komercyjnego w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, która ma być jednym z elementów branych pod uwagę przy określaniu wartości odszkodowania, powinna być kwalifikowana jako strata, a nie utracona korzyść. Dlatego niezbędna jest analiza spójności projektowanego rozwiązania z art. 84b ust. 1 i ewentualnie jego modyfikacja w zależności od intencji co do zakresu odpowiedzialności wytwórcy (zob. uwaga do art. 84b ust. 1).		Uwaga bezprzedmiotowa. Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
47.	Prokuratoria Generalna RP	Art. 1 pkt 27 dot. art. 84b ust. 6 ustawy z dnia 17 grudnia 2020	Wniosek o wypłatę odszkodowania nie obejmuje informacji o kosztach związanych z koniecznością zmiany miejsca oraz		Uwaga bezprzedmiotowa.

		r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	sposobu prowadzenia rybołówstwa komercyjnego w związku z budową, eksploatacją i likwidacją morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, których suma ma być jednym z elementów branych pod uwagę przy określaniu wartości odszkodowania (art. 84b ust. 4 pkt 5). Nie jest więc jasne, na podstawie czego te koszty miałyby być przez wytwórcę uwzględniane.		Zrezygnowano z dodawania art. 84b w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach. Obszar zostanie poddany analizom w ramach odrębnego procesu legislacyjnego.
48.	Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska	Art. 1 pkt 29 – dot. art. 115 ust. 1 pkt 5-10 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Wprowadzenie zmiany (poprzez dodanie pkt 29) jest konieczne ze względu na nieuwzględnieniu waloryzacji w regule dotychczas obowiązującej; środki są zabezpieczone w planie.	„29) w art. 115 ust. 1 pkt 5-10 otrzymują brzmienie: 5) 2025 r. - 1 099 971,50 zł; 6) 2026 r. - 1 167 995,31 zł; 7) 2027 r. - 1 236 253,70 zł; 8) 2028 r. - 1 302 322,24 zł; 9) 2029 r. - 1 370 898,32 zł; 10) 2030 r. - 1 443 240,47 zł.”.	Uwaga uwzględniona Uzupełniono także OSR i Uzasadnienie o wyliczenia przekazane przez GDOŚ.
49.	Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska	Art. 2 pkt 1 lit. c – dot. art. 23 ust. 9 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	W ślad za pismem z dnia 4 lutego 2025 r., znak: BP-L.0221.376.2024.MM, skierowanym do MKiŚ, Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska podtrzymuje potrzebę uregulowania zasad koordynacji ruchu statków wpływających w celu realizacji przedsięwzięcia w zakresie morskich farm wiatrowych.		Uwaga nieuwzględniona Kwestia podniesiona w uwadze powinna zostać uzgodniona między GDOŚ i MI oraz poddana analizom w ramach odrębnych prac legislacyjnych.
50.	Urząd Morski w Gdyni	Art. 2 pkt 2 – dot. art. 24 ust. 4 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	1./ Należy rozważyć zgodność tego zapisu z prawem międzynarodowym, m.in. z Konwencją Narodów Zjednoczonych o prawie morza sporządzonej w Montego Bay dnia 10 grudnia 1982 r. (dalej: Konwencja UNCLOS) 2./ Zapisy w Rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 14 kwietnia 2021 r. w sprawie przyjęcia planu zagospodarowania przestrzennego morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej w skali 1:200 000 (dalej Rozporządzenie PZPPOM) dotyczące „wprowadzenia decyzją właściwego terytorialnie dyrektora	Nie wprowadzanie tego przepisu.	Uwaga nieuwzględniona Projektowany przepis nie jest sprzeczny z prawem międzynarodowym. Konwencja Narodów Zjednoczonych o prawie morza sporządzona w Montego Bay dnia 10 grudnia 1982 r. nie zawiera przepisów zakazujących tworzenia stref bezpieczeństwa w okresie budowy sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń. Ww. konwencja wskazuje jedynie, że nie można tworzyć stref bezpieczeństwa jeżeli mogłoby to przeszkadzać w korzystaniu z

			urzędu morskiego zakazu uprawiania rybołówstwa i żeglugi w akwencie zajęтым pod budowę, wraz z 500-metrową strefą bezpieczeństwa wokół akwenu, na czas budowy” są sprzeczne z zapisami Konwencji UNCLOS Art. 60 ust. 5 oraz stoi w sprzeczności z Art. 58 ust. 1, Art. 87 ust.1. 3./ Wprowadzenie projektowanego zapisu do ustawy o polskich obszarach morskich (dalej UOB) – usankcjonuje „błędny zapis” w akcie prawnym niższej rangi – Rozporządzeniu PZPPOM 4./ „zamknięciu” ulega duży obszar morza, na okres 2-5 lat, na którym niekoniecznie odbywają się prace w całym obszarze.		uznanych szlaków morskich o istotnym znaczeniu dla żeglugi międzynarodowej. MFW są budowane poza takimi szlakami morskimi. Art. 24 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej wskazuje na możliwość a nie obowiązek ustanowienie strefy bezpieczeństwa. Dodawany ust. 4 również nie wprowadza obowiązku ustanowienia strefy bezpieczeństwa w okresie budowy sztucznych wysp, ustawiania konstrukcji i urządzeń. Wskazanie w ust. 4 stosowania ust. 1-3 nie znosi fakultatywnego charakteru wynikającego z brzmienia ust. 1. Ponadto to właściwy dyrektor urzędu morskiego wskazuje w zarządzeniu warunki poruszania się w strefie bezpieczeństwa oraz to na jaki okres zostanie wydane.
51.	Konfederacja Lewiatan	Art. 2 pkt 3 – dot. art. 24b ust. 1 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	Zgodnie z propozycją przepisu, dyrektor urzędu morskiego ustanawia strefę bezpieczeństwa wokół każdej morskiej turbiny wiatrowej oraz stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu. Postulujemy, aby ustawodawca nałożył na dyrektora urzędu morskiego obowiązek uzgodnienia z wytwórcą MFW brzmienia zarządzenia przed jego wydaniem. Takie rozwiązanie ma na celu zapewnienie, że strefa bezpieczeństwa będzie adekwatna i skuteczna, uwzględniając specyfikę danej farmy wiatrowej. Uzgodnienie z wytwórcą przy ustanawianiu stref bezpieczeństwa wokół morskich farm wiatrowych jest uzasadnione faktem, że	„Art. 24b. 1. W przypadku morskiej farmy wiatrowej, o której mowa w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, dyrektor właściwego urzędu morskiego, <u>w uzgodnieniu z wytwórcą w rozumieniu art. 3 pkt 12 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych,</u> w drodze zarządzenia, ustanawia strefę bezpieczeństwa, o której mowa w art. 24, wokół każdej morskiej turbiny wiatrowej oraz stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu, o których mowa w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.”	Uwaga nieuwzględniona Wykonywanie ustawowych kompetencji dyrektora urzędu morskiego w zakresie bezpieczeństwa morskiego nie może być uzależnione od zgody prywatnego podmiotu reprezentującego odmienne interesy.

			wytwórca jako podmiot odpowiedzialny za MFW, posiada specjalistyczną wiedzę na temat specyfiki danej instalacji. Wiedza ta obejmuje parametry techniczne, lokalizację elementów, potencjalne zagrożenia i procedury bezpieczeństwa, co jest kluczowe dla właściwego wyznaczenia strefy. Tym samym wytwórca może wnieść cenne uwagi dotyczące bezpieczeństwa żeglugi w rejonie farmy. Uzgodnienie to służy również ochronie samej farmy wiatrowej, minimalizując ryzyko kolizji i nieuprawnionego dostępu. Postulujemy uzupełnienie brzmienia projektowanego art. 24b ust. 1.		
52.	Konfederacja Lewiatan	Art. 2 pkt 3 – dot. art. 24b ust. 4 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	Przepis określa sytuacje, w których dopuszczalne jest wchodzenie statków do strefy bezpieczeństwa ustanowionej wokół morskich farm wiatrowych. Nie adresuje on jednak potrzeby zapewnienia odpowiedniej wymiany informacji pomiędzy podmiotami zaangażowanymi w funkcjonowanie tych stref, tj. dyrektorem urzędu morskiego, wytwórcą energii z morskiej farmy wiatrowej oraz podmiotami prowadzącymi określone działania w strefie bezpieczeństwa lub jej pobliżu. Odnosnie pkt 1: Przepis stanowi, że dozwolone jest wchodzenie statków do strefy bezpieczeństwa ustanowionej na podstawie ust. 1 w związku z układaniem, inspekcją, testowaniem, naprawą, konserwacją, zmianą, odnową lub usuwaniem kabli lub rurociągów w tej strefie lub w odległości 50 metrów od tej strefy. Wskazane jest, aby dyrektor właściwego urzędu morskiego lub minister właściwy ds. gospodarki morskiej, będący w posiadaniu informacji o prowadzeniu działań	Dodanie ust. 5 w brzmieniu: „5. W przypadku, o którym mowa w ust. 4 pkt 1, dyrektor właściwego urzędu morskiego lub minister właściwy do spraw gospodarki morskiej, będący w posiadaniu informacji o prowadzeniu działań, o których mowa w tym przepisie, informuje o nich z wyprzedzeniem wytwórcę w rozumieniu art. 3 pkt 12 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, będącego właścicielem morskiej farmy wiatrowej, w której strefie bezpieczeństwa lub w odległości 50 metrów od tej strefy działania te są prowadzone.”	Uwaga nieuwzględniona Zgadzamy się, że dobra współpraca i wymiana informacji pomiędzy administracją i podmiotami zaangażowanymi w działalność MFW jest niezwykle istotna, jednak stoimy na stanowisku, że procedury współpracy powinny zostać określone na poziomie operacyjnym, a nie w akcie prawnym w randze ustawy.

			mieszczących się w tym katalogu, informował o nich z wyprzedzeniem wytwórców będących właścicielami danych morskich farm wiatrowych. Wiedza o takich działaniach jest kluczowa dla wytwórcy z punktu widzenia bezpieczeństwa morskiej farmy wiatrowej oraz zapewnienia ciągłości jej funkcjonowania. Odnosnie pkt 6: Przepis umożliwia dyrektorowi urzędu morskiego udzielenie zgody na wejście statków do strefy. Jak wyżej, brak normy określającej obowiązek poinformowania wytwórcy o udzieleniu takiej zgody. Podobnie, w przypadku zgody dyrektora urzędu morskiego na wejście statku do strefy bezpieczeństwa, wytwórca powinien być o tym niezwłocznie poinformowany. Postulujemy dodanie w projektowanym artykule 25b ust. 5, który określi obowiązek informowania wytwórcy o prowadzonych pracach/udzielonych zgodach.		
53.	Urząd Morski w Gdyni	Art. 2 pkt 3 – dot. art. 24b ust. 4 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	Należy rozważyć rozszerzenie katalogu statków dopuszczonych do żeglugi w strefie bezpieczeństwa – wprowadzenie punktu 1) – propozycja obok i zmiana numeracji pozostałych punktów:	. Dozwolone jest wchodzenie statków do strefy bezpieczeństwa ustanowionej na podstawie ust. 1: 1) polskiej administracji morskiej, Sił Zbrojnych Rzeczypospolitej Polskiej, Straży Granicznej, Krajowej Administracji Skarbowej i polskiej administracji rybołówstwa morskiego; 2) w związku z układaniem, inspekcją, (...) --- zmiana numeracji pozostałych punktów ust. 4 4. Dozwolone jest wchodzenie statków do strefy bezpieczeństwa ustanowionej na podstawie ust. 1:	Uwaga nieuwzględniona Projektowany art. 24b ust. 4 pkt 6 powala na uzyskanie zgody dyrektora urzędu morskiego na wejście do strefy bezpieczeństwa statków niewymienionych w pozostałych punktach ust. 4, dzięki czemu można uniknąć nadmiernego rozbudowania zawartego w nim katalogu statków. Ministerstwo Infrastruktury za istotne uważa zapewnienie spójności pomiędzy projektowanym art. 24b ustawy o obszarach morskich RP i administracji morskiej a art. istniejącym 24a tej ustawy, który wdraża dyrektywę 2013/30/UE.

				1) <u>polskiej administracji morskiej, Sił Zbrojnych Rzeczypospolitej Polskiej, Straży Granicznej, Krajowej Administracji Skarbowej i polskiej administracji rybołówstwa morskiego;</u> 2) w związku z układaniem, inspekcją, testowaniem, naprawą, konserwacją, zmianą, odnową lub usuwaniem kabli lub rurociągów w tej strefie lub w odległości 50 metrów od tej strefy; 3) w celu świadczenia usług na rzecz sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w tej strefie lub przewożenia osób i towarów do sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń oraz z tych wysp, konstrukcji i urządzeń w tej strefie; 4) <u>prowadzących działania ratowania życia lub mienia, lub ćwiczeń w tym zakresie;</u> 5) <u>prowadzących akcję zwalczania zagrożeń lub zanieczyszczeń na morzu, lub ćwiczeń w tym zakresie;</u> 6) z powodu złej pogody; 7) w przypadku gdy statki są w niebezpieczeństwie; 8) jeżeli dyrektor właściwego urzędu morskiego <u>na wniosek wytwórcy</u> w rozumieniu art. 3 pkt 12 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, udzieli na to <u>pisemnej zgody</u> - <u>po dokonaniu obowiązku zgłoszenia służbie dyżurnej operatora Przedsięwzięcia odpowiedzialnej za ruch jednostek.</u>	
54.	Konfederacja Lewiatan	Art. 2 pkt 7 lit. a – dot. art. 66a ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i	Obecnie obowiązujące przepisy przewidują 15-letni termin na uzyskanie pozwolenia na budowę sztucznych wysp, w przypadku pozwoleń wydanych podmiotom, które uiściły opłatę za PSzW przed 1 czerwca 2019 r. Proponuje się wprowadzenie zmian, które uwzględnią specyfikę projektów	Nadanie nowego brzmienia art. 66a ust. 2 i dodanie ust. 2a: „Art. 66a. 2. W przypadku morskich farm wiatrowych zlokalizowanych w granicach obszarów określonych w załączniku nr 1 do ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o	Uwaga nieuwzględniona W projekcie uwzględniono możliwość wydłużenia terminu na uzyskanie pozwolenia na budowę dla morskiej farmy wiatrowej wyłącznie dla inwestorów, którzy faktycznie

		administracji morskiej	morskich farm wiatrowych, a także zapewnią spójność z obowiązującymi regulacjami dotyczącymi tych inwestycji. W związku z powyższym, postuluje się wprowadzenie 5-letniego terminu na uzyskanie pozwolenia na budowę od dnia rozstrzygnięcia aukcji dla wytwórców, którzy planują wykorzystać ww. pozwolenia w aukcji. Taki termin jest zgodny z obecnie obowiązującym okresem na uzyskanie pozwolenia na budowę morskiej farmy wiatrowej. Dodatkowo, proponuje się wydłużenie terminu początkowego dla pozwoleń na budowę sztucznych wysp w przypadku morskich farm wiatrowych zlokalizowanych w granicach obszarów określonych w załączniku nr 1 do ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych do 17 lat. Dla morskich farm wiatrowych zlokalizowanych w granicach obszarów określonych w załączniku nr 2 do tej samej ustawy, termin powinien pozostać bez zmian i wynosić 15 lat.	promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, jeżeli w okresie 17 lat od dnia wydania pozwolenia, o którym mowa w ust. 1, podmiot, o którym mowa w ust. 1, nie uzyska pozwolenia na budowę dla całości albo części przedsięwzięcia objętego tym pozwoleniem, organ, który wydał pozwolenie, stwierdza, w drodze decyzji, wygaśnięcie tego pozwolenia. W przypadku morskich farm wiatrowych zlokalizowanych w granicach obszarów określonych w załączniku nr 2 do ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych ten okres wynosi 15 lat. 2a. W przypadku podmiotu, o którym mowa w ust. 2 zdanie drugie, który ubiegał się o prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, okres, o którym mowa w zdaniu pierwszym wynosi 5 lat od udziału w aukcjach, o których mowa w art. 29 ust. 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych”.	wykazują starania realizacji inwestycji w najszybszym możliwym harmonogramie. Inwestorzy w harmonogramach przedstawianych ministerstwu wskazują okres 2-3 lat jako wystarczający do uzyskania pozwolenia na budowę. Aukcje dla morskich farm wiatrowych odbywać się będą w latach 2025, 2027, 2029 oraz 2031, czyli w dwuletnim odstępie czasowym. Zgodnie z założeniami projektu ustawy udział w aukcji umożliwi wytwórcy wydłużenie do 3 lat terminu na uzyskanie pozwolenia na budowę bez utraty pozwolenia lokalizacyjnego. Rozwiązanie to jest optymalne i premiuje wytwórców chcących realizować inwestycję sprawnie i terminowo. Wytwórcy nierzetelni, nie podejmujący działań zmierzających do sprawniej realizacji inwestycji nie powinni uzyskiwać przywileju jakim jest wydłużenie terminu na uzyskanie pozwolenia na budowę bez utraty pozwolenia lokalizacyjnego.
55.	Konfederacja Lewiatan	Art. 2 pkt 7 lit. b-c – dot. art. 66a ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	Proponuje się doprecyzowanie art. 66a ust. 3 ustawy zmienianej poprzez zastąpienie określenia „wszystkie czynności wymagane przez prawo, zmierzające do uzyskania pozwolenia na budowę” sformułowaniem „złożenie wniosku o uzyskanie pozwolenia na budowę”. Ma to na celu usunięcie wątpliwości interpretacyjnych w kluczowej dla projektów kwestii. W tym samym przepisie proponuje się doprecyzowanie określenia „część lub	Nadanie nowego brzmienia art. 66a ust. 3, 4 i 5 ustawy zmienianej: „3. Jeżeli podmiot, o którym mowa w ust. 1, nie później niż 60 dni przed upływem okresu, o którym mowa w ust. 2 zdanie pierwsze albo drugie, złoży organowi, który wydał pozwolenie, wyjaśnienia na piśmie i dokumenty potwierdzające złożenie wniosku o wydanie pozwolenia na budowę dla całości albo części przedsięwzięcia objętego zakresem pozwolenia, o którym mowa w art. 23 ust.	Uwaga uwzględniona częściowo Złożenie samego wniosku o uzyskanie pozwolenia na budowę nie gwarantuje dopełnienia wszystkich formalności związanych z uzyskaniem tego pozwolenia, np. dołączenia projektu oraz nie jest przesądzające o zaawansowaniu inwestora w realizację przedsięwzięcia. Obecne przepisy są wystarczające i umożliwiają wydłużenie czasu na uzyskanie

			całość przedsięwzięcia” poprzez wskazanie, że chodzi wyłącznie o część lub całość przedsięwzięcia objętego zakresem PSzW. Należy zauważyć, że w konsekwencji projektowanych zmian w <i>ustawie offshore</i> (dodanie art. 3a), konstrukcja art. 66a w odniesieniu do ważności pozwoleń i uzgodnień dla zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, niesłusznie wiąże ważność tych pozwoleń z ważnością PSzW. Postulujemy zatem zmianę brzmienia ust. 4 i 5. Uzasadnienie Proponowane zmiany mają na celu uproszczenie i doprecyzowanie zasad i terminów ustawowych dotyczących ważności wydanych przed 1 czerwca 2019 r. pozwoleń i uzgodnień dla zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, biorąc pod uwagę projektowane zmiany w <i>ustawie offshore</i> (dodanie art. 3a). W kontekście powyższej zmiany, jak i potrzeby dynamicznego rozwoju morskiej energetyki wiatrowej, nie jest zasadne dalsze powiązanie terminów ważności pozwoleń na PUUK/UUUK i PSzW, jak to ma miejsce obecnie na gruncie art. 66a. Proponujemy zatem wprowadzenie wzorowanego na brzmieniu art. 66a ust. 1, jasnego, niezależnego od ważności PSzW, terminu 20 lat na rozpoczęcie układania kabli od dnia wydania tego pozwolenia lub uzgodnienia. Rozwiązanie to ma na celu zwiększenie przewidywalności dla inwestorów w morskie farmy wiatrowe, którzy otrzymali pozwolenia przed	1, terminy, o których mowa w ust. 2 zdanie pierwsze albo drugie, zostają przedłużone na czas niezbędny do uzyskania pozwolenia na budowę, jednak nie dłuższy niż 2 lata od dnia, w którym upłynął termin na uzyskanie pozwolenia na budowę, o którym mowa w ust. 2 zdanie pierwsze albo drugie. Przedłużenie terminu stwierdza, w drodze decyzji, organ, który wydał pozwolenie. 4. Dla pozwoleń, o których mowa w art. 26 ust. 1, i uzgodnień, o których mowa w art. 27 ust. 1, dotyczących zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych lub jego elementów, wydanych przed dniem 1 czerwca 2019 r. za które podmiot, któremu udzielono tego pozwolenia lub uzgodnienia, uiścił przed dniem 1 czerwca 2019 r. opłatę, o której mowa w art. 27b ust. 1 pkt 1, nie stosuje się art. 26 ust. 6. 5. Jeżeli w okresie 20 lat od dnia wydania pozwolenia lub uzgodnienia, o którym mowa w ust. 4, nie dokonano pierwszego wpisu w dzienniku budowy kabli wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych lub jego elementów, organ, który wydał te pozwolenia i uzgodnienia, stwierdza, w drodze decyzji, ich wygaśnięcie.”	pozwolenia na budowę wyłącznie dla podmiotów, które faktycznie wykazują starania realizacji inwestycji w najszybszym możliwym harmonogramie. Jednocześnie MKiŚ zgadza się z tym, że w art. 66a ust. 3 należy doprecyzować, że odnosi się on do czynności wymaganych przez prawo, zmierzających do uzyskania pozwolenia na budowę dla całości albo części przedsięwzięcia objętego pozwoleniem, o którym mowa w ust. 1. W odniesieniu do postulowanych zmian w ust. 4 i 5 należy wskazać, że terminy dotyczące ważności pozwoleń lokalizacyjnych dla MFW, a także pozwoleń lokalizacyjnych dla zespołu urządzeń do wyprowadzenia mocy powinny być ze sobą powiązane. Uzależnienie ich ważności od udziału w aukcji jest także słuszne, gdyż nie daje przywilejów podmiotom nierzetelnym, które nie realizują sprawnie swojej inwestycji. Zaproponowane w projekcie rozwiązania zapobiegają blokowaniu najkorzystniejszych obszarów do wyprowadzenia mocy z morskich farm przez projekty, które nie podejmują decyzji inwestycyjnych.

		wskazany w przepisie przejściowym terminem, jednocześnie zapobiegając blokowaniu terenów morskich przez projekty, które nie są realizowane. Odejście od powiązania terminów ważności pozwoleń kablowych z ważnością PSzW, jest tym bardziej zasadne, skoro projektodawca postanowił umożliwić współdzielenie przez więcej niż jedną MFW tej samej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub ich elementów, na gruncie projektowanego art. 3a ustawy <i>offshore</i>. Proponowane zmiany uwzględniają również fakt, że pozwolenia kablowe i PSzW wydane przed 1 czerwca 2019 r. mogą być w rękach różnych podmiotów (SPV) w ramach jednej grupy kapitałowej lub różnych podmiotów, które korzystają wspólnie z uprawnienia wprowadzonego na gruncie projektowanego art. 3a. Należy zwrócić uwagę, że na gruncie projektowanej ustawy przedłużanie ważności PUUK/UUUK mogłoby sięgnąć aż 2038 r. Proponowana zmiana pozwoli jasno i prosto uregulować kwestię ważności pozwoleń i uzgodnień kablowych, całkowicie rezygnując z wiązania ich ważności z ważnością PSzW. Wskazujemy także, że naszym zdaniem użyte w art. 66a ust. 5 ustawy zmienianej określenie „rozpoczęcie układania kabli” jest nieostre i może sprawić trudności interpretacyjne. Aby wyeliminować rozbieżności w rozumieniu tego przepisu, proponujemy aby przesądzić, że układanie kabli rozpoczyna się wraz z dokonaniem pierwszego wpisu w dzienniku budowy	

			morskiej części zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.		
56.	Konfederacja Lewiatan	Art. 5 - ustawa z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie województwa	Należy wskazać, że wraz z nowymi zadaniami, w szczególności na poziomie regionalnych dyrekcji ochrony środowiska, administracja boryka się z niedoborami kadrowymi. Również na poziomie samorządów (na poziomie wojewódzkim, ale także gminnym), nowe kompetencje związane z uchwalaniem planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE (OPRO) wymaga zbudowania nowych kompetencji w tym zakresie.		Uwaga wyjaśniona Projekt ustawy przewiduje wzmocnienie kadrowe regionalnych dyrekcji ochrony środowiska oraz administracji samorządowej poprzez wskazanie reguły wydatkowej i uwzględnienie środków na nowe etaty.
57.	Urząd Morski w Szczecinie	Art. 7 pkt 2 ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim	Projekt ustawy Art. 7 pkt. 2 wprowadza zmianę w treści ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim w ten sposób, że w art. 62 po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu: „2a. Kwalifikacje personelu przemysłowego, muszą odpowiadać wymaganiom określonym w rozdziale XV Konwencji SOLAS oraz rezolucji IMO MSC.527(106) Międzynarodowy kodeks bezpieczeństwa statków przewożących personel przemysłowy (Kodeks IP).” Wskazać należy, że Rezolucja IMO MSC.527(106) podaje iż personel spełniający wymogi szkoleniowe określone w ust. 5.5 Zaleceń dotyczących szkolenia i certyfikacji personelu na ruchomych jednostkach offshore (rezolucja A.1079 (28)) lub standardy szkolenia przemysłowego, takie jak standardy Global Wind Organization (GWO), Offshore Petroleum Industry Training Organization (OPITO) lub Basic Offshore Safety Induction and Emergency Training (akredytowane przez OPITO), można uznać za spełniający wymagania niniejszej sekcji. W obecnych przepisach i wymaganiach kwalifikacyjnych członków załóg, standardy określone przez GWO lub OPITO nie są uznawane. Należałoby w drodze zmiany rozporządzeń uznać ww.		Uwaga wyjaśniona Minister Klimatu i Środowiska zwróci się do Ministra Infrastruktury o zmianę wymaganych rozporządzeń.

			standardy, w przeciwnym razie będzie to martwy przepis.		
58.	Konfederacja Lewiatan	Art. 7 – propozycja dodania zmiany art 113c ust. 5a ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim	W art. 7 postuluje się dodanie dodatkowej zmiany – dodanie w art 113c po ust. 5 ust. 5a, uznającego wdrażanie środków kompensujących z ekspertyz jako wykonanie analogicznych obowiązków z PSZW. Uzasadnienie Uznanie wdrożenia wynikających z ekspertyz środków kompensujących negatywny wpływ morskich farm wiatrowych za wykonanie analogicznych obowiązków wynikających z pozwolenia na wznoszenie sztucznych wysp, pozwoli na uniknięcie dublowania działań i kosztów związanych z zapewnieniem obronności i bezpieczeństwa państwa. Wynikający z obecnego podejścia obowiązek wdrożenia odrębnych środków kompensacyjnych, prowadzi do niepotrzebnego zwiększenia obciążeń administracyjnych i finansowych, a także może prowadzić do niespójności w podejmowanych działaniach, ostatecznie obniżając ich efektywność. Proponowana zmiana ma na celu uproszczenie procedur poprzez uznanie wdrożenia środków kompensujących z ekspertyz za równoznaczne z wypełnieniem obowiązków wynikających z PSZW. Takie podejście pozwoli na uniknięcie redundancji działań i zredukowanie obciążeń finansowych ponoszonych przez inwestorów. Dodatkowo, obecne rozproszenie działań kompensacyjnych może prowadzić do niespójności w podejmowanych działaniach, co ostatecznie obniża ich efektywność. Ujednolicenie procesu	w art. 113c. po ust. 5 dodaje się ust. 5a w brzmieniu: „5a. W przypadku gdy z pozwoleń, o których mowa w art. 23 lub art. 26 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, albo z uzgodnień, o których mowa w art. 27 tej ustawy, wydanych przed wejściem w życie ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. 2021 poz. 234), wynikają obowiązki w zakresie zapewnienia obronności i bezpieczeństwa państwa, wytwórca jest zobowiązany do realizacji obowiązków wynikających wyłącznie z ekspertyz, o których mowa ust. 1 i 2.”.	Uwaga nieuwzględniona Ekspertyzy, o których mowa w art. 113c ust. 1 i 2 ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 o bezpieczeństwie morskim i wymagania zawarte w decyzjach lokalizacyjnych dla MFW i ZU wzajemnie się uzupełniają. Proponowany w uwadze przepis zdaje się ingerować w prawa nabyte decyzją administracyjną, co w konsekwencji mogłoby wiązać się z poniesieniem odpowiedzialności odszkodowawczej za pozbawienie uprawnienia.

			poprzez uznanie wdrożenia środków z ekspertyz za spełniające wymogi PSZW, pozwoli na skoordynowanie działań i zapewnienie spójności w podejmowanych inicjatywach na rzecz obronności i bezpieczeństwa państwa.		
59.	Konfederacja Lewiatan	Art. 7 pkt 4 - dot. art. 113d ust. 3a ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim	Jasne i transparentne zasady współistnienia MFW i systemów obronności państwa sprzyjają budowaniu zaufania inwestorów, co przekłada się zarówno na zwiększenie atrakcyjności inwestycyjnej projektów MFW i przyspieszenie ich realizacji, jak i zwiększoną skuteczność działania systemów obronności państwa. Proponowana zmiana, przenosząca koszty tego współistnienia w pełni na wytwórców budzi jednak poważne zastrzeżenia z następujących powodów: 1. Ryzyko obniżonej skuteczności działania wdrażanych środków Obciążenie kosztami wyłącznie wytwórców może prowadzić do ograniczonej współpracy i dialogu między sektorem MFW a instytucjami odpowiedzialnymi za obronność państwa. Współpraca i współodpowiedzialność są kluczowe dla znalezienia optymalnych rozwiązań, które uwzględniają zarówno potrzeby energetyczne, jak i obronne kraju. 2. Zwiększone ryzyko finansowe i brak analizy wpływu na inwestorów Chociaż propozycja ma na celu redukcję ryzyka regulacyjnego, w rzeczywistości wprowadza znaczące ryzyko finansowe dla inwestorów. Koszty kompensacji, o których mowa w projekcie, mogą być bardzo wysokie. Ocena skutków regulacji (OSR) całkowicie pomija wpływ tych regulacji na przedsiębiorców i nie zawiera żadnych	Postuluje się w art. 113d. dodanie ust. 3a w następującym brzmieniu: „3a. Przed instalacją urządzeń, o których mowa w ust. 2 i 3, wytwórca w rozumieniu art. 3 pkt 12 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz odpowiednie jednostki organizacyjne podlegające Ministrowi Obrony Narodowej lub ministrowi właściwemu do spraw wewnętrznych zawierają porozumienie w przedmiocie zakupu i warunków utrzymania tych urządzeń, przy czym: 3) koszt zakupu i instalacji urządzeń, o których mowa w ust. 2 i 3, ponoszą w równych częściach wytwórca oraz odpowiednie jednostki organizacyjne podlegające Ministrowi Obrony Narodowej lub ministrowi właściwemu do spraw wewnętrznych; 3) koszty utrzymania urządzeń, o których mowa w ust. 2 i 3, ponoszą odpowiednie jednostki organizacyjne podlegające Ministrowi Obrony Narodowej lub ministrowi właściwemu do spraw wewnętrznych; 3) w przypadku gdy wytwórca nie posiada uprawnień do zakupu urządzeń, o których mowa w ust. 2 i 3, a zakup może być zrealizowany wyłącznie przez odpowiednie jednostki organizacyjne, porozumienie szczegółowo określa	Uwaga nieuwzględniona Odpowiedzialność za kompensację negatywnego wpływu MFW i ZU na systemy obronności państwa i ochrony granicy państwowej na morzu leży wyłącznie po stronie właściciela MFW i ZU. Nie może być przenoszona na organy i służby państwowe. Jednostki organizacyjne podlegające Ministrowi Obrony Narodowej lub ministrowi właściwemu do spraw wewnętrznych nie mogą być prawnie zobowiązane do zakupu urządzeń, rozliczenia kosztów tego zakupu i instalacji urządzeń w sytuacji, w której wytwórca nie ma uprawnień do zakupu sprzętu, którym chce dokonać kompensacji negatywnego wpływu MFW i ZU na systemy obronności państwa i ochrony granicy państwowej na morzu. Kwestie związane z obowiązkiem kompensacji negatywnego wpływu MFW i ZU na systemy obronności państwa i ochrony granicy państwowej na morzu były zawarte w pierwotnych przepisach ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. z 2021 r. poz. 234). Projektowane przepisy w żaden sposób nie rozszerzają wcześniej wprowadzonych wymagań.

		szacunków liczbowych. To wymaga pilnego uzupełnienia, gdyż uniemożliwia rzetelną ocenę wpływu projektowanych przepisów na sektor morskiej energetyki wiatrowej (MFW). 3. Negatywny wpływ na ceny energii i rozwój MFW oraz pogorszenie rentowności projektów I fazy Zwiększone ryzyko finansowe przełoży się na wyższe ceny w ofertach aukcyjnych, co ostatecznie obciąży konsumentów. Co więcej, koszty te nie zostały uwzględnione w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 stycznia 2025 r. w sprawie maksymalnej ceny za energię elektryczną z MFW. W efekcie, atrakcyjność proponowanej ceny maksymalnej ulega obniżeniu, co zniechęca inwestorów i spowalnia rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce. Proponowane rozwiązanie dotyczy również projektów I fazy, pogarszając ich rentowność. Wymagania nakładane na inwestorów offshore stale rosną, generując konieczność dostosowywania projektów i ponoszenia coraz większych kosztów. Brak jest adekwatnego wzrostu ceny maksymalnej, wyznaczonej dla tych projektów w 2021 roku, co zagraża ich realizacji. W odniesieniu do projektu UC47: Równolegle rząd pracuje nad projektem UC47, który nałoży na inwestorów kolejne obowiązki i koszty. Kumulacja tych obciążeń (zmiany w ustawie o bezpieczeństwie morskim i projekt UC47) stawia pod znakiem zapytania opłacalność inwestycji w MFW w Polsce. Postulowane rozwiązanie:	zasady zakupu i warunki utrzymania tych urządzeń.” Korekta wysokości ceny maksymalnej: Dodanie do Projektu przepisu przejściowego: „Art 1X. W terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, minister właściwy do spraw klimatu, po zasięgnięciu opinii ministra właściwego do spraw aktywów państwowych oraz ministra właściwego do spraw finansów publicznych, zmienia brzmienie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 31 ust. 11 ustawy zmienianej w art. 1, uwzględniając koszty, o których mowa w art. 113 d ust. 3a ustawy zmienianej w art. 7 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.” Alternatywnie dodać można także wyraźną zmianę w art. 31 ust. 11 i stosownie zmodyfikować powyższy przepis przejściowy: Art. 31 ust. 11 ustawy <i>offshore</i> otrzymuje brzmienie: „11. Minister właściwy do spraw klimatu, po zasięgnięciu opinii ministra właściwego do spraw aktywów państwowych oraz ministra właściwego do spraw finansów publicznych, określi, w drodze rozporządzenia, maksymalną cenę za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci, wyrażoną w złotych za 1 MWh, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców, przy czym cena ta może być określona odmiennie dla poszczególnych obszarów, grupy obszarów lub grup obszarów wskazanych w załączniku nr 1 lub 2 do ustawy, uwzględniając:	Błędna jest teza jakoby wymagania, dot. realizacji inwestycji MFW i ZU, związane z obronnością i bezpieczeństwem państwa nie zostały uwzględnione przez ministra właściwego do spraw klimatu w rozporządzeniu określającym maksymalną cenę, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. W kontekście uwagi dotyczącej prac rządu nad projektem ustawy o zmianie ustawy o zarządzaniu kryzysowym oraz niektórych innych ustaw (UC47) należy podkreślić, że nie zostało przesądzone czy i jeśli tak, to które morskie farmy wiatrowe będą infrastrukturą krytyczną. Przepisy zawarte w ustawie o bezpieczeństwie morskim są obowiązujące dla wszystkich wytwórców energii w morskich farmach wiatrowych, bez względu na to czy ich projekt będzie stanowił infrastrukturę krytyczną czy nie.

			Postulujemy współdzielenie kosztów związanych z kompensacją negatywnego wpływu MFW na systemy obronne pomiędzy wytwórców a właściwe organy i służby państwowe. Uzasadnienie 1. Postulat ten opiera się na przekonaniu o wspólnym interesie publicznym, gdzie zarówno wytwórcy, jak i państwo, reprezentowane przez właściwe organy i służby, powinni być zainteresowani zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego i obronności państwa. Uważamy, że współdzielenie kosztów jest wyrazem solidarności i odpowiedzialności za realizację tych celów. 2. Współdzielenie kosztów pozwala na ich optymalizację i uniknięcie nadmiernego obciążenia jednej ze stron. Wytwórcy z MFW, jako podmioty komercyjne, powinni ponosić część kosztów związanych z ich działalnością, ale państwo również powinno partycypować w kosztach, które wynikają z jego odpowiedzialności za obronność. 3. Współdzielenie kosztów sprzyjać będzie budowaniu wzajemnego zrozumienia i poszukiwaniu optymalnych rozwiązań, które uwzględniają zarówno potrzeby obronności, jak i rozwój morskiej energetyki wiatrowej. Takie podejście zwiększy efektywność działań kompensacyjnych, pozwoli na efektywne wykorzystanie środków oraz uniknięcie niepotrzebnych kosztów, szczególnie mając na uwadze skalę powstającej w ramach rozwoju morskiej energetyki wiatrowej	1) koszty operacyjne oraz dodatkowe koszty inwestycyjne ponoszone w okresie eksploatacji, w którym wytwórca korzysta z prawa do pokrycia ujemnego salda, w tym koszty, o których mowa w art. 113 d ust. 3a Ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim (Dz.U. Nr 228, poz. 1368, z późn. zm.); 2) koszty inwestycyjne ponoszone w okresie przygotowania projektu i budowy morskiej farmy wiatrowej wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną oraz zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, a także koszty całkowitej likwidacji morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, po zakończeniu jej eksploatacji; 3) uzasadniony zwrot z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą w zakresie przygotowania, budowy i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej.”	

			infrastruktury i jej znaczenia dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. Ponadto: 1. Zapropomowane dookreślenie współodpowiedzialności finansowej wytwórców powinno pociągnąć za sobą korektę systemu wsparcia CfD. Rząd powinien uwzględnić wszelkie dodatkowe koszty w adekwatnie wyznaczonej cenie maksymalnej, a w przypadku fazy pierwszej w inny sposób zrekompensować inwestorom poniesione koszty, np. poprzez ulgi podatkowe lub obniżenie innych opłat. W projekcie UC47 należy jednoznacznie określić, że koszty dostosowania MFW do wymogów Infrastruktury Krytycznej powinny być pokryte ze wsparciem finansowym państwa, o którym mowa w art. 10 dyrektywy CER ((EU) 2022/2557).		
60.	Konfederacja Lewiatan	Art. 9 - ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Proponujemy wprowadzenie regulacji, zgodnie z którą urządzenia wodne służące do wytwarzania energii w małych elektrowniach wodnych o mocy nieprzekraczającej 1 MW można było realizować na obszarach wód śródlądowych lub obszarach bezpośrednio z nimi sąsiadujących niezależnie od wyznaczonej na danym obszarze w ramach planu ogólnego strefy planistycznej. Urządzenia wodne, do jakich należą elektrownie wodne, lokalizuje się na terenach wód śródlądowych i terenach sąsiadujących. Tego typu tereny nie będą w planach ogólnych wyznaczone jako strefy gospodarcze czy infrastrukturalne, szczególnie w przypadku, gdy na danym terenie mogłyby powstać stosunkowo niewielkie obiekty hydroenergetyczne.	„Na obszarach wód śródlądowych i obszarach bezpośrednio sąsiadujących z wodami śródlądowymi, niezależnie od wyznaczonej strefy planistycznej, o której mowa w art. 13c ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. 2003 Nr 80 poz. 717) plan ogólny dopuszcza lokalizację urządzeń wodnych, o których mowa w art. 16 pkt 65 ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne (Dz. U. z 2021 r. poz. 2233), służących do korzystania z zasobów wodnych na cele energetyczne w instalacjach odnawialnych źródeł energii wykorzystujących hydroenergię do wytworzenia energii elektrycznej o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1000 kW, w tym w szczególności urządzeń lub budowli piętrzących, kanałów, sztucznych zbiorników	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu.

			Taki stan rzeczy uniemożliwi realizację inwestycji w małe elektrownie wodne. Zaproponowany przepis byłby zatem jednym z instrumentów wspierających procesy inwestycyjne z wykorzystaniem technologii hydroenergetycznej.	usytuowanych na wodach płynących oraz obiektów energetyki wodnej.”	
61.	Konfederacja Lewiatan	Art. 9 pkt 2 – dot. art. 2 pkt 18a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Zgodnie z projektowaną definicją „mapy potencjału odnawialnego źródła energii” oznaczają mapy w formie cyfrowej, określające obszary terytorium lądowego, polskie obszary morskie oraz obszary wód śródlądowych, a także obszary podpowierzchniowe o największym potencjale do lokalizacji danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii, w tym wchodzącego w skład tej instalacji magazynu energii, w rozumieniu art. 3 pkt 10ka ustawy - Prawo energetyczne, oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci. Z definicji wynika, że mapowanie służy określeniu obszarów o największym potencjale do lokalizacji instalacji OZE. Tymczasem „instalacja OZE” w świetle obowiązującej już definicji w art. 2 pkt 13 ustawy o OZE oznacza: „instalację stanowiącą wyodrębniony zespół: a) urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła lub chłodu opisanych przez dane techniczne i handlowe, w których energia elektryczna lub ciepło lub chłód są wytwarzane z odnawialnych źródeł energii, lub b) obiektów budowlanych i urządzeń, stanowiących całość techniczno-użytkową służącą do wytwarzania biogazu, biogazu rolniczego, biometanu lub wodoru odnawialnego - <u>a także połączony z tym zespołem magazyn energii elektrycznej, magazyn</u>	W celu zapewnienia prawidłowej transpozycji art. 15b dyrektywy RED III proponujemy przeformułowanie definicji w następujący sposób: „mapy potencjału odnawialnego źródła energii – mapy w formie cyfrowej, określające tereny lądowe, obszary podpowierzchniowe, polskie obszary morskie oraz obszary wód śródlądowych, o największym potencjale do lokalizacji danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci, niezbędne do zapewnienia co najmniej krajowego celu w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto; ”. a także ewentualnie zmianę istniejącej definicji „instalacji OZE” w art. 2 pkt 13 ustawy o OZE tak, by zamiast wyrazów „magazyn energii elektrycznej” napisać „magazyn energii”, tak jak to pojęcie funkcjonuje w Prawie energetycznym (tj. instalacja umożliwiająca magazynowanie energii, w tym magazyn energii elektrycznej). Odwołanie do magazynu energii w rozumieniu art. 3 pkt 10ka ustawy Prawo energetyczne znajduje się także w innych przepisach – np. w projektowanym art. 160g ust. 5 pkt 3 ustawy o OZE, co również wymagałoby zmiany.	Uwaga uwzględniona częściowo Uwaga kierunkowo uwzględniona w kontekście definicji mapy potencjału odnawialnego źródła energii oraz zmiany wskazania dotyczącego magazynu energii elektrycznej. Zgodnie z definicją zawartą w dyrektywie RED III: 9a) »obszar przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych« oznacza określone miejsce lub obszar na lądzie, na morzu lub wodach śródlądowych, które państwo członkowskie wyznaczyło jako szczególnie odpowiednie do instalacji elektrowni wytwarzających energię odnawialną. Brak jest zatem w definicji nawiązania do magazynów oraz urządzeń, instalacji i sieci. Jednakże art. 15e dyrektywy RED III pozwala na ścisłe powiązanie instalacji OZE z magazynami energii oraz infrastrukturą sieciową. Przepis ten mówi ogólnie o infrastrukturze magazynowej, zaś ustawa OZE stanowi jedynie o magazynach energii elektrycznej. Projektowana w UD 162 definicja obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii nawiązuje zaś do magazynu energii, co pozwala lepiej oddać całokształt przepisów dyrektywy RED III, rozszerzając zakres instalacji, które będą korzystały z ułatwień. Zgodnie bowiem z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo

			biogazu lub instalacja magazynowa w rozumieniu art. 3 pkt 10a ustawy - Prawo energetyczne wykorzystywana do magazynowania biogazu rolniczego, biometanu lub wodoru odnawialnego”. W naszej ocenie wskazywanie w definicji „mapy potencjału odnawialnego źródła energii” wtrącenia „w tym wchodzącego w skład tej instalacji magazynu energii, w rozumieniu art. 3 pkt 10ka ustawy - Prawo energetyczne” jest nieprawidłowe, w sytuacji gdy już definicji instalacji OZE wynika, że obejmuje ona magazyny energii elektrycznej. Skutek byłby taki, że magazyn energii elektrycznej byłby raz rozumiany jako część instalacji OZE, a innym razem nie - taki rozdział nie jest dla nas jasny. Ponadto, w naszej ocenie przepis nie w pełni transponuje art. 15b ust. 1 zdanie 1 dyrektywy RED III, w zakresie, w którym przepis ten stanowi, że mapowanie przez państwa jest „niezbędne do zapewnienia co najmniej ich krajowych wkładów w realizację ogólnego unijnego celu dotyczącego energii odnawialnej wyznaczonego na 2030 r. określonego w art. 3 ust. 1 niniejszej dyrektywy”. Chodzi tutaj o cel, o którym mowa w art. 127a ustawy o OZE.		energetyczne, pojęcie magazynu energii jest znacznie szersze od pojęcia magazynu energii elektrycznej, gdyż obejmuje instalacje służące magazynowaniu energii, co oznacza: a) magazynowanie energii elektrycznej lub b) przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, w tym do postaci paliwa, przechowanie tej energii, a następnie wykorzystanie jej w postaci nośnika energii, lub c) przetworzenie energii elektrycznej pobranej z systemu nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej, przechowanie tej energii, a następnie wykorzystanie jej w postaci nośnika energii.
62.	Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska	Art. 9 pkt 2 – dot. art. 2 pkt 18a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	W związku z uwagą w pkt 1 istnieje potrzeba zdefiniowania mapy wrażliwości. Dyrektywa RED III wskazuje na potrzebę sporządzenia map wrażliwości. Zgodnie z pkt 25 preambuły dyrektywy RED III wrażliwość środowiskową ustala się zgodnie z załącznikiem III do dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2011/92/UE, tj. m.in. przy lokalizacji przedsięwzięć należy wziąć pod uwagę w szczególności kryteria: a) obecnego i zatwierdzonego sposobu użytkowania gruntów;	„18a) mapy wrażliwości przyrody - mapy w formie cyfrowej, określające obszary terytorium lądowego, polskie obszary morskie oraz obszary wód śródlądowych, przy wyznaczaniu których uwzględnia się kryteria określone w załączniku nr III Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2011/92/UE z dnia 13 grudnia 2011 r. w sprawie oceny skutków wywieranych przez niektóre przedsięwzięcia publiczne i prywatne na środowisko (Dz.U. L 26 z 28.1.2012, s. 1);”.	Uwaga uwzględniona Przepisy dotyczące przedmiotowej materii zostały dostosowane i wprowadzone do projektu.

			b) względnej obfitości, dostępności, jakości i zdolności do odtwarzania zasobów naturalnych (w tym gleby, gruntów, wody i różnorodności biologicznej) na danym obszarze i w jego podziemiu; c) zdolności absorpcji środowiska naturalnego, ze zwróceniem szczególnej uwagi na: (i) tereny podmokłe, siedliska łąkowe, ujścia rzek; (ii) strefy nabrzeżne i środowisko morskie; (iii) obszary górskie i leśne; (iv) rezerваты przyrody i parki ochrony przyrody; (v) obszary sklasyfikowane lub chronione przez ustawodawstwo krajowe; obszary sieci Natura 2000 wyznaczone przez państwa członkowskie na podstawie dyrektywy 92/43/EWG i dyrektywy 2009/147/WE; (vi) obszary, na których nie są zachowane normy jakości środowiska określone przepisami unijnymi i istotne dla danego przedsięwzięcia, lub obszary, co do których uznaje się, że nie są już zachowane te normy; (vii) obszary gęsto zaludnione; (viii) krajobrazy i obiekty o znaczeniu historycznym, kulturowym lub archeologicznym.		
63.	Konfederacja Lewiatan	Art. 9 pkt 2 – dot. art. 2 pkt 19d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Zgodnie z projektowaną definicją legalną „obszar przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii” (dalej jako: „OPRO”) oznacza teren lądowy, w tym teren przekształcony lub polski obszar morski lub obszar wód śródlądowych, służący uproszczonej lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii, w tym wchodzącego w skład tej instalacji magazynu energii, w rozumieniu art. 3 pkt 10ka ustawy - Prawo energetyczne, oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci.	W powiązaniu z uwagą dot. art. 9 pkt 2 lit. a (nowy pkt 18a w art. 2 ustawy o OZE), w celu prawidłowej transpozycji art. 15c dyrektywy RED III, zgodnie z którym obszary przyspieszonego rozwoju OZE stanowią podzbiór obszarów, o których mowa w art. 15b, a także w celu uniknięcia takiego samego wyliczenia rodzajów terenów, proponujemy następujące brzmienie definicji: „obszar przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii –	Uwaga wyjaśniona Pomimo wskazania w dyrektywie RED III, że OPRO mają stanowić podzbiór obszarów zmapowanych, nie jest to jedyne kryterium ich wyznaczania, w związku z czym w ocenie projektodawcy nie jest zasadne sprowadzanie tego rozwiązania do tej zależności. Niemniej zaprojektowane przepisy materialne wskazują na poszczególne uwarunkowania wyznaczania OPRO,

			Uwaga łączy się z uwagą dotyczącą definicji „map potencjału OZE. Mając na uwadze, że OPRO mają stanowić podzbiór obszarów zmapowanych, nie jest zasadne i celowe określanie w inny sposób rodzaju terenów objętych definicją.	podzbiór obszarów określonych w mapach potencjału odnawialnego źródła energii, wyznaczany w celu uproszczonej lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci;”	w tym na obligatoryjność ich lokalizowania w ramach obszarów zmapowanych.
64.	Konfederacja Lewiatan	Art. 9 pkt 2 – dot. art. 2 pkt 18a oraz 19d oraz art. 160g ust. 5 pkt 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Ułatwienia regulacyjne przewidziane zarówno dla obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, jak również wskazane w mapach potencjału odnawialnego źródła energii, powinny odnosić się nie tylko do „(...) instalacji odnawialnego źródła energii, w tym wchodzącego w skład tej instalacji magazynu energii, w rozumieniu art. 3 pkt 10ka ustawy - Prawo energetyczne, oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci”, ale także obejmować linie bezpośrednie oraz sieć wodorową ograniczoną geograficznie. W przeciwnym razie może dojść do sytuacji, gdy dana inwestycja w instalację odnawialnego źródła energii skorzysta z ułatwień przewidzianych w ustawie, ale jednocześnie nie sposób będzie zbudować kluczowego elementu takiej inwestycji jak linia bezpośrednia czy sieć wodorowa ograniczona geograficznie. Proponowane brzmienie ustawy odnosi się jedynie do „sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci”, co nie obejmuje linii bezpośredniej, która właśnie jest przydatna w inwestycjach, które tego podłączenia do sieci nie mają. Również z powyższych względów konieczne jest uzupełnienie ww. wyrażenia o sieć wodorową ograniczoną geograficznie, która również będzie pełnić funkcję lokalnego, pozasystemowego	Każdorazowo po wyrażeniu: „urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci,” dodanie: „lub do instalacji odbiorczej, a także linii bezpośredniej oraz sieci wodorowej ograniczonej geograficznie wodoru odnawialnego”.	Uwaga częściowo uwzględniona Wprowadzono rozwiązanie umożliwiające odbiór energii elektrycznej linią bezpośrednią z instalacji zlokalizowanych na OPRO. Jednocześnie należy wskazać, że projektowane przepisy stanowią jedynie pierwszy etap wdrażania OPRO w Polsce. Oznacza to, że na dalszych etapach rozwoju OPRO nie wyklucza się uwzględnienia dodatkowych rozwiązań takich jak np. sieci wodorowe.

			przesyłu wodoru, W tym przypadku z uwagi na cel ustawy i implementowanej Dyrektywy RED III może być konieczne zawężenie tej sieci wodorowej jedynie do wodoru odnawialnego. Inne rodzaje wodoru nie stanowią źródła odnawialnej energii w rozumieniu ustawy o odnawialnych źródłach energii. Ponadto, postulujemy rozszerzenie przepisu na instalacje odbiorcze, które umożliwiłoby przyspieszenie rozwoju także połączenia elektroenergetycznego OZE-odbior (np. elektrolizer), jeśli takie połączenie w konfiguracji jeden właściciel OZE i odbioru nie jest traktowane jako część instalacji OZE.		
65.	Konfederacja Lewiatan	Art. 9 pkt 4 – uwaga ogólna - ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Realne przyspieszenie procedur w strefach OPRO może nastąpić tylko wówczas, gdy strefa OPRO zostanie wprowadzona jako 14 strefa planistyczna w planach ogólnych gmin. Gminy pracują teraz nad przygotowaniem planów ogólnych (PO), w ramach których będą współpracować z GDOŚ, RDOŚ oraz wojewodami – jeżeli ten czas nie zostanie wykorzystany, to może nie być lepszego momentu na wdrożenie dyrektywy RED III. Obszar gminy objęty PO będzie podzielony na tzw. strefy planistyczne. Do trzynastu aktualnie wyznaczonych stref planistycznych należałoby dodać 14 strefę - strefę przyspieszonego rozwoju OZE (OPRO). Strefa OPRO powinna zostać poddana odrębnej procedurze strategicznej oceny oddziaływania na środowisko, a w ramach tej procedury gminy składają wnioski do RDOŚ o uzgodnienie zakresu i stopnia		Uwaga nieuwzględniona Plan ogólny gminy jest dokumentem o niewielkim, zamkniętym i precyzyjnie określonym zakresie ustaleń. Jego treść będą stanowić dane przestrzenne, w których nie ma miejsca do ustalania warunków, o jakich mowa w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Plan ogólny gminy nie jest też dokumentem wystarczającym do uzyskania pozwolenia na budowę. Literalnie zostało to zapisane w art. 13a ust 6 ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Aby uzyskać pozwolenie na budowę zawsze potrzebny jest plan miejscowy lub decyzja o warunkach zabudowy. Należy też wskazać, że przy sporządzaniu planu ogólnego gminy mają obowiązek przeprowadzenia strategicznej oceny oddziaływania na środowisko (przygotowanie prognozy

			szczegółowości informacji wymaganych w prognozie oddziaływania na środowisko. Rada Gminy podejmując uchwałę o przystąpieniu do sporządzenia PO, powinna jednocześnie zlecić opracowanie prognozy oddziaływania na środowisko w ramach strategicznej oceny oddziaływania na środowisko, żeby ten etap nie musiał być potem powtarzany przez inwestora ubiegającego się o realizację inwestycji OZE. Ponadto, na poziomie PO powinny zostać określone warunki, które aktualnie inwestor uzyskuje na etapie wydania decyzji środowiskowej (DŚ), tzw. standardy środowiskowe, aby potem pominąć konieczność ubiegania się o wydanie DŚ. Procedura uchwalania MPZP mogłaby zostać zastąpiona decyzją lokalizacyjną wydawaną dla inwestycji OZE. Wdrożenie powyższego pozwoliłoby na odstępnie od konieczności uchwalania MPZP oraz konieczności uzyskiwania decyzji środowiskowej, co realnie skróci procedurę i przyspieszy realizację inwestycji OZE.		oddziaływania na środowisko), co nie zwalnia z tej oceny na etapie sporządzania planu miejscowego. Zakres i szczegółowość tych ocen różni się ze względu na odmienny charakter dokumentów. Należy też wyjaśnić, że wprowadzenie takiej zmiany spowodowałoby istotną zmianę w zakresie treści planów ogólnych. Mając na uwadze, że obecnie gminy przygotowują projekty planów ogólnych i są na różnym etapie ich sporządzenia, modyfikacja przepisów w zaproponowany sposób znacząco wydłuży sporządzenie tych planów ze względu na potrzebę uwzględnienia zmienionych przepisów. Również w interesie branży OZE jest, aby gminy możliwie szybko uchwaliły plany ogólne ze wskazaniem stref planistycznych, na których możliwe jest sytuowanie OZE, tak aby w przyszłości skorzystać z procedury uproszczonej lub ZPI dla OZE.
66.	Konfederacja Lewiatan	Art. 9 pkt 4 – uwaga ogólna - ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Proponuje się włączenie do projektu ram dotyczących wyznaczania obszarów dla infrastruktury sieci i magazynowania niezbędnej do włączenia energii odnawialnej do systemu elektroenergetycznego (zgodnie z art. 15e dyrektywy). Należy wskazać, że nieodłącznym elementem przyspieszonego rozwoju OZE jest jednoczesny rozwój infrastruktury sieciowej, koniecznej do fizycznej integracji wytworzonej energii. Dyrektywa daje możliwość wyznaczania takich planów,		Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu, który dotyczy określenia ram prawnych dla wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz powiązanej z nimi infrastruktury magazynowej. Zgodnie z art. 15e dyrektywy RED III dla uproszczonego lokalizowania samodzielnych magazynów energii dedykowane są obszary dla infrastruktury sieci i magazynowania niezbędnej do

			niezależnie od OPRO, w celu zapewnienia synergii z nimi.		włączenia energii odnawialnej do systemu elektroenergetycznego, które Państwa Członkowskie mogą wyznaczyć. Wdrożenie powyższych rozwiązań jest przedmiotem odrębnych analiz MKiŚ.
67.	Konfederacja Lewiatan	Art. 9 pkt 4 – uwaga ogólna - ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Projekt nie wskazuje w jaki sposób ma następować uproszczona lokalizacja instalacji. Należy wskazać, że do 21 lutego 2025 r. Polska powinna wdrożyć przepisy dyrektywy w zakresie mapowania potencjału dla odnawialnych źródeł energii, a do 21 lutego 2026 r. powinny zostać wyznaczone obszary przyspieszonego rozwoju (co jest wskazane w projekcie ustawy). W tym zakresie zwracamy uwagę, że projekt ustawy należy uzupełnić o propozycje przepisów mówiących o tym w jaki sposób przyspieszona zostanie procedura rozwoju i budowy projektów. Wydaje się, że definicja OPRO powinna być uzupełniona o maksymalne długości procesu uzyskiwania pozwoleń wskazane w dyrektywie. Zgodnie z dyrektywą, w przypadku lokalizowania projektów w OPRO maksymalna długość całego procesu powinna co do zasady wynosić 12 miesięcy (24 miesiące w przypadku offshore). Poza obszarami te terminy powinny wynosić w przypadku instalacji OZE maksymalnie 2 lata, z wyjątkiem MEW – maksymalnie 3 lata. Przede wszystkim należy zdefiniować co w praktyce będzie zawierać się w procesie permittingu, w szczególności relacji pomiędzy uproszczeniami a przyłączeniem do sieci, co w istocie warunkuje możliwość szybkiego zwiększenia udziału energii odnawialnej w krajowym zużyciu energii.		Uwaga kierunkowo uwzględniona Projektowane przepisy zostały uzupełnione o dodatkowe ułatwienia proceduralne, tj. przede wszystkim poprzez objęcie planów OPRO procedurą strategicznej oceny oddziaływania na środowisko przy jednoczesnym zwolnieniu poszczególnych projektów OZE lokalizowanych na OPRO z przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko i dodatkowej procedurze kontroli pod kątem wpływu środowiskowego, dzięki czemu proces inwestycyjny instalacji OZE powstających na tych obszarach zostanie znacząco skrócony (do max 12 miesięcy lub 24 miesięcy w przypadku morskich elektrowni wiatrowych). Należy również mieć na uwadze, że ułatwienie proceduralne znajduje się również na etapie planistycznym, które określone jest wymogiem lokalizowania OPRO na terenach posiadających właściwy MPZP.

			Zgodnie z art. 16 ust. 1 dyrektywy, procedura wydawania zezwoleń obejmuje wszystkie odpowiednie administracyjne zezwolenia na budowę, rozbudowę i eksploatację elektrowni wytwarzających energię odnawialną, a także aktywa niezbędne do podłączenia ich do sieci. Procedura wydawania zezwoleń obejmuje wszystkie etapy administracyjne od potwierdzenia kompletności wniosku do przedstawienia ostatecznej decyzji w sprawie wyniku procedury wydawania zezwoleń przez odpowiedni właściwy organ lub odpowiednie właściwe organy. Brakuje kluczowych przepisów, z których inwestorzy mogliby wywieść pozytywne dla siebie skutki w procedurze uzyskiwania zezwoleń inwestycyjnych i które zobowiązywałyby organy do zachowania określonych terminów. Projektodawca nie wykazał transpozycji tych przepisów w tabeli zgodności z dyrektywą załączonej do projektu. Warto wskazać, że według danych zawartych w „Wytycznych dla państw członkowskich w sprawie dobrych praktyk w zakresie przyspieszenia procedur wydawania zezwoleń na projekty dotyczące energii odnawialnej oraz w sprawie ułatwienia zawierania umów zakupu energii elektrycznej (18 maja 2022)” w 2022 r. w ponad połowie Państw Członkowskich UE – niezależnie od wymogów wynikających z dyrektywy RED III – obowiązywały przepisy szczególne, zgodnie z którymi zgoda na realizację przedsięwzięcia od czasu zakończenia oceny oddziaływania na środowisko nie mogła przekroczyć 1 miesiąca lub 2 miesięcy (Bułgaria, Francja, Włochy, Malta,		

			Grecja, Łotwa i Rumunia). To znaczne ułatwienia dla wytwórców energii odnawialnej.		
68.	Konfederacja Lewiatan	Art. 9 pkt 4 – uwaga ogólna - ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Wydaje się, że przepisy związane z OPRO będą przede wszystkim dotyczyć kwestii środowiskowych, planistycznych i związanych z procesem budowy. Z tego też względu warto rozważyć umieszczenie właściwych przepisów w ustawie innej niż ustawa o odnawialnych źródłach energii. Właściwe byłoby, ze względu na obszarowy charakter, wprowadzenie tych przepisów na przykład do ustawy o planowaniu przestrzennym.		Uwaga wyjaśniona Z uwagi na wielowymiarowy i interdyscyplinarny charakter przedmiotowych przepisów oraz konieczność uniknięcia ich rozczłonkowania, projektodawca zdecydował się na ich umieszczenie głównie w ustawie OZE, który jest dedykowana dla rozwiązań dot. odnawialnych źródeł energii.
69.	Konfederacja Lewiatan	Art. 9 pkt 4 – uwaga ogólna - ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	W naszej ocenie roli krajowego punktu kontaktowego ds. OZE nie można ograniczyć tylko do ogólnego informowania o procedurach i stworzenia podręcznika. Takie zadania wynikają z krajowego punktu ds. OZE ustanowionego w art. 160a ustawy o OZE w obecnym brzmieniu. Szczególnie w kontekście RED III podmiot ten powinien być rozpatrywany bardziej w kategoriach <i>one-stop-shop</i>, bowiem według tej wersji dyrektywy nie tylko koordynuje on proces wydawania decyzji, ale zapewnia, by wydawane były terminowo, a wnioskodawca nie ma obowiązku kontaktowania się z więcej niż jednym punktem kontaktowym (zgodnie z art. 16 ust. 3 RED III punkt kontaktowy zapewnia przestrzeganie określonych w niniejszej dyrektywie terminów na przeprowadzenie procedur wydawania zezwoleń).	W celu prawidłowej transpozycji art. 16 ust. 3 dyrektywy RED III proponujemy dodanie w obowiązującym art. 160a ustawy o OZE w ust. 3 po pkt 2 pkt 3 w brzmieniu: „3) przeprowadzenie wnioskodawcy przez postępowanie w sprawie wydania wszystkich decyzji niezbędnych do realizacji i eksploatacji inwestycji w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii, w szczególności poprzez udzielanie wszelkich niezbędnych informacji podmiotowi wnioskującemu o wydanie tych decyzji oraz koordynowanie przestrzegania terminów na wydanie tych decyzji przez właściwe organy.”. Względnie proponujemy ustanowienie punktów kontaktowych na poziomie województw, jako dodatkowe zadanie osób, które będą zatrudnione do opracowywania planów rozwoju OZE. Postulujemy też, by w ramach procedury wydawania zezwoleń na obszarach rozwoju OZE i poza nimi istniał	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu. Jednocześnie należy wskazać, że MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu utworzenie platformy informatycznej do wydawania pozwoleń dla OZE, która będzie dalszym rozwinięciem Krajowego Punktu Kontaktowego ds. OZE, implementując w pełni art. 16 ust. 3 dyrektywy RED III.

				mechanizm raportowania przez właściwe organy procesu decyzyjnego i przekazywania wszelkich informacji do tego punktu kontaktowego, co pozwoli na sprawniejsze, bardziej skoordynowane wydawanie pozwoleń na inwestycje.	
70.	Konfederacja Lewiatan	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Zgodnie z art. 15c ust. 1 dyrektywy, do dnia 21 lutego 2026 r. państwa członkowskie zapewnią, by właściwe organy przyjęły plan lub plany wyznaczające obszary przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych dla co najmniej jednego rodzaju odnawialnego źródła energii. Państwa członkowskie mogą nie brać pod uwagę elektrowni energetycznego spalania biomasy i elektrowni wodnych. Jeżeli projektodawca zdecydował się na ujęcie hydroenergii w ramach mapowania, to wydaje się zasadne rozważenie dodania spalania biomasy. Projektodawca skupił się na potencjale odnawialnego źródła energii, co jest pojęciem nieostrym. W naszej ocenie przepisy dyrektywy RED III mają służyć przyspieszeniu rozwoju instalacji produkujących OZE, a mapowanie ma określać potencjał tych instalacji i dogodne dla ich rozwoju obszary, a nie np. potencjał odnawialnego źródła energii jako taki. Mapowanie będzie szczególnie potrzebne dla źródeł nowych, takich jak biometan czy wodór, żeby faktycznie określić ich potencjał i przyspieszyć permitting. Projektowany przepis stanowi, że mapy potencjału OZE będą publikowane przez ministra właściwego ds. klimatu w BIP w podziale na poszczególne rodzaje OZE, przy czym energia otrzymywana z biogazu, biogazu rolniczego i biometanu	Art. 160e. 1. Minister właściwy do spraw klimatu publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej obsługującego go urzędu, mapy potencjału odnawialnego źródła energii, w podziale na poszczególne rodzaje odnawialnego źródła energii, w szczególności: 1) wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej ciepła lub chłodu: a) energię wiatru na lądzie; b) energię wiatru na morzu; c) energię promieniowania słonecznego; d) energię geotermalną; e) hydroenergię; f) biogaz lub biogaz rolniczy; oraz 2) wytwarzające: a) biogaz lub biogaz rolniczy, b) biometan, c) wodór odnawialny, wodór odnawialny pochodzenia niebiologicznego lub biowodór.”.	Uwaga wyjaśniona Spalanie biomasy nie stanowi kluczowej technologii z punktu widzenia dalszego rozwoju OZE w Polsce, w związku z czym nie będzie stanowić przedmiotu mapowania potencjału, zgodnie z dyrektywą RED III. Mapowanie potencjału biogazu/biometanu zostanie podzielone na dwa scenariusze, z których jeden będzie uwzględniać m.in. kryterium dostępu do sieci elektroenergetycznej, a drugi m.in. kryterium dostępu do sieci gazowej, tym samym przedmiotowa uwaga jest adresowana. Jednocześnie w pierwszym etapie mapowania nie zostaną wzięte pod uwagę dodatkowe nośniki energii, takie jak np. wodór. Niemniej ich ujęcie zostanie wzięte pod uwagę przy ewentualnych aktualizacjach map potencjału. Warto także podkreślić, że mapy potencjału OZE zostaną sporządzone w oparciu o kompleksową specyfikację techniczną zawierającą wielorakie i szczegółowe kryteria środowiskowe, infrastrukturalne czy planistyczne.

			została ujęta zbiorczo w punkcie 6. Należy zauważyć, że biometan jest odmiennym od biogazu czy biogazu rolniczego nośnikiem energii. Przede wszystkim stanowi on w pełni odnawialny zamiennik gazu ziemnego, może być też paliwem gazowym przesyłanym systemem gazowym do odbiorców końcowych, a także być wykorzystywany w sektorze transportu. Te trzy cechy odróżniają biometan od biogazu, a jego potencjał powinien uwzględniać lokalne uwarunkowania, takie jak w szczególności: możliwość przyłączenia do sieci gazowych czy dostaw do stacji tankowania. W związku z tym proponujemy opracowywanie map potencjału OZE oddzielnie dla biogazu i biogazu rolniczego, a oddzielnie dla biometanu. Ta sama uwaga dotyczy wodoru, który tak jak biometan stanowi nośnik energii sam w sobie i może być wykorzystywany w wielu procesach przemysłowych i w sektorze transportu do tankowania pojazdów.		
71.	Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160e ust. 3-6 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	W związku z uwagami przedstawionymi w pkt 1 i 2 należy dookreślić informacje dot. map wrażliwości. Zaproponowana treść przepisu analogiczna, jak dla przepisu dot. sporządzenia i aktualizowania map potencjału odnawialnego źródła energii.	„3. W celu zapewnienia wymogów ochrony przyrody w procesie sporządzania planów obszarów OZE sporządza się mapy wrażliwości przyrody, mając na uwadze zachowanie poszczególnych cennych lub zagrożonych składników różnorodności biologicznej. 4. Mapy, o których mowa w ust. 3, sporządzają właściwi regionalni dyrektorzy ochrony środowiska. Dla obszarów morskich właściwość miejscową regionalnego dyrektora ochrony środowiska ustala się wzdłuż wybrzeża na terenie danego województwa. 5. Mapy, o których mowa w ust. 3, publikuje organ, które je sporządził za	Uwaga uwzględniona Przepisy dotyczące przedmiotowej materii zostały dostosowane i wprowadzone do projektu.

				pośrednictwem własnego Biuletynu Informacji Publicznej. 6. Mapy wrażliwości mogą być aktualizowane w przypadku stwierdzenia takiej potrzeby w szczególności podczas przeglądu krajowego planu odbudowy zasobów przyrodniczych, o którym mowa w art. 19 Rozporządzenie (UE) 2024/1991 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 24 czerwca 2024 r. w sprawie odbudowy zasobów przyrodniczych i zmiany rozporządzenia (UE) 2022/869 (Dz. U. UE. L. z 2024 r. poz. 1991).”.	
72.	Konfederacja Lewiatan	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160f ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Obowiązek, aby w celu wyznaczenia OPRO uchwalony był dla danego rodzaju OZE miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego, który dopuszcza lokalizację danego rodzaju instalacji OZE, spowoduje, że, zastosowanie procedury uproszczonej tam, gdzie nie ma uchwalonego miejscowego planu będzie w zasadzie niemożliwe. Każdorazowo bowiem trzeba będzie przystąpić do długotrwałego procesu uchwalania miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, uzgodnień, konsultacji społecznych (które w przypadku elektrowni wiatrowych na lądzie będą jeszcze bardziej rozbudowane) itd. Idea OPRO dla nowych projektów w nowych lokalizacjach nie będzie niosła za sobą istotnego przyspieszenia. Wydaje się, że właściwą kolejnością, którą można zastosować jest: 1) Wyznaczenie potencjałów dla OZE przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska; 2) Następnie wyznaczenie OPRO; 3) Na OPRO szybsza procedura planistyczna połączona z innymi usprawnieniami (np. wyłączenia rolne, konsultacje społeczne dotyczące kwestii kluczowych i krytycznych z punktu		Uwaga wyjaśniona Projektowane rozwiązania stanowią jedynie pierwszy etap wdrażania OPRO w Polsce. Oznacza to, że na dalszych etapach rozwoju OPRO nie wyklucza się uwzględnienia możliwości wyznaczania takich obszarów na terenach innych, niż tylko te objęte właściwym MPZP. Warto jednak zauważyć, że miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego stanowi gwarancję ładu przestrzennego w gminie. Obecna aksjologia ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym wskazuje jako stan pożądany posiadanie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego przez gminę. Projektowane przepisy mogą zatem wręcz przyczynić się do szybszego uchwalania miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego w gminach. Warto w tym miejscu podkreślić, że w przypadku wyznaczania terenów pod OPRO oparcie się o obowiązujące

		widzenia społeczności lokalnych) - de facto zmienione (uproszczone) zasady uchwalania miejscowych planów. Możliwym kierunkiem wydaje się praktyczne zastosowanie przepisów związanych z nadrzędnym interesem publicznym, które już obowiązują. Należy mieć na względzie, że: - obszary zmapowane nie będą dotyczyły tylko terenów, na których obowiązują miejscowe plany, a OPRO miałby być wyznaczane w ramach obszarów zmapowanych, ale tylko takich, które objęte są miejscowym planem, a dodatkowo ten plan musiałby przewidywać teren pod dane rodzaj OZE, co znacznie zawęzi możliwości samorządów województw; - tereny, na których mogą powstawać instalacje OZE (ze względu np. na dostęp do substratów w przypadku biogazowni) nie zawsze posiadają miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego, co znacznie zawęzi możliwość wyznaczania OPRO dla tego typu OZE; - Dyrektywa RED III w art. 15b, który dotyczy mapowania wskazuje, że „państwa członkowskie mogą wykorzystywać swoje istniejące dokumenty lub plany planowania przestrzennego (...) lub opierać się na nich”. Jakkolwiek dokumenty planistyczne mogą więc (a nie muszą) stanowić przydatne narzędzie w procesie mapowania (a nie samego przyjmowania planów), to jednak trudno przesądzić, czy rygorystyczne opieranie się na zapisach miejscowych planów przyniesie więcej strat czy korzyści. Postanowienia planów miejscowych potrafią być bardzo przy tym bardzo niejednoznaczne np. jeśli chodzi o rozwój instalacji biogazowych lub biometanowych. Tymczasem instalacje OZE, zgodnie z prawem krajowym i prawem UE posiadają	MPZP jest obecnie jedynym możliwym kierunkiem. Z samej idei OPRO wynika bowiem, że dedykowane im tereny muszą być gotowe do ich zaimplementowania, zaś biorąc pod uwagę kluczowy w tym przypadku aspekt planistyczny, warunek ten spełniają tylko te posiadające MPZP. Tym samym OPRO nie powinny być wyznaczane w sposób inny niż oparty na obowiązującym prawie miejscowym, tj. w oparciu o decyzje o warunkach zabudowy, których użyteczność będzie ponadto ograniczana czasowo, ustępując docelowo miejsca planom miejscowym, które będą z kolei obligatoryjne po całościowym wejściu w życie reformy planowania przestrzennego, planowanym na połowę 2026 r. W kontekście odniesienia do nadrzędnego interesu publicznego dla inwestycji OZE należy wskazać, że obecnie obowiązujące przepisy ustawy OZE (art. 3b) wskazują jakie działania uznawane są za realizację nadrzędnego interesu publicznego. Należą do nich działania polegające na budowie lub modernizacji: 1) instalacji odnawialnego źródła energii, 2) urządzeń i instalacji w rozumieniu art. 3 odpowiednio pkt 9 i 10 ustawy - Prawo energetyczne, niezbędnych do przyłączenia do sieci danej instalacji odnawialnego źródła energii. Nadanie inwestycji statusu inwestycji służącej realizacji nadrzędnego interesu publicznego wprowadza m.in. możliwość zastosowania wyłączeń od

			już z mocy prawa przymiot nadrzędnego interesu publicznego i powinny być realizowane ze względu na bezpieczeństwo energetyczne państwa. Niezależnie od przyjętego rozwiązania jego skutki powinny być opisane w OSR.		ogólnych reguł określonych w ustawie z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody. Plany obszarów OZE nie zaliczają się do konkretnych inwestycji w instalacje OZE, które już korzystają z ułatwień w realizacji dzięki posiadaniu takiego statusu. Zgodnie z art. 15c ust. 1 lit. a (ii) dyrektywy RED III, obszary przyspieszonego rozwoju OZE nie mogą być lokalizowane m.in. na obszarach Natura 2000 oraz obszarach wskazanych w ramach krajowych systemów ochrony przyrody i różnorodności biologicznej, głównych szlakach migracyjnych ptaków i ssaków morskich. Przykładowo art. 34 ust. 1 ustawy o ochronie przyrody dopuszcza, jeżeli przemawiają za tym konieczne wymogi nadrzędnego interesu publicznego i wobec braku rozwiązań alternatywnych, realizację inwestycji mogących znacząco negatywnie oddziaływać na cele ochrony obszaru Natura 2000. W związku z powyższym, nadanie planom OPRO (a nie konkretnym inwestycjom) statusu inwestycji służącej realizacji nadrzędnego interesu publicznego byłoby sprzeczne z przepisami dyrektywy RED III. Należy zauważyć, że przytoczony w uwadze art. 16f dyrektywy RED III stanowi o nadaniu statusu inwestycji służącej realizacji nadrzędnego interesu publicznego konkretnym inwestycjom w instalacje OZE, a nie planom obszarów OZE (planowanie, budowa i eksploatacja elektrowni wytwarzających energię odnawialną, podłączenie tych elektrowni do sieci, powiązana sieć i

					magazyny energii). Planowanie, o którym wspomniano w tym przepisie nie odsyła do planów obszarów OZE, a do planowania konkretnej instalacji OZE (w ramach procedury wydawania zezwoleń).
73.	Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Z OSR do opiniowanego projektu wynika, że na mocy projektowanych przepisów GDOŚ będzie brał udział w pracach prowadzonych przez marszałków województw nad wyznaczaniem konkretnych obszarów i powierzchni na terenie województwa, które uznaje się za obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii (OPRO). Treść projektowanych przepisów tego nie potwierdza. Projekt przewiduje jedynie zadania dla Regionalnych Dyrektorów Ochrony Środowiska, w zakresie planowania oze. Są to działania (zajmowanie stanowisk w formie porozumienia/uzgodnienia) w ramach procedur planistycznych wymienione w art. 160g. Dlatego, przy braku powołania art. 106 K.p.a. w projektowanym art. 160g stanowiska RDOSi będą ostateczne. Art. 106 K.p.a. ma bowiem zastosowanie, jedynie z mocy prawa, do decyzji administracyjnych.		Uwaga uwzględniona Przepisy zostały dostosowane pod kątem uwzględnienia roli odwoławczej GDOŚ w procesie wyznaczania OPRO.
74.	Konfederacja Lewiatan	Art. 9 pkt 4 – dot. 160g ust. 1-3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Z art. 15c ust. 1 dyrektywy RED III wynika obowiązek państw członkowskich do zapewnienia wyznaczenia przez właściwe organy OPRO do dnia 21 lutego 2026 r. W tym zakresie propozycje zawarte w projektowanym art. 160g ust. 1-3 ustawy o OZE pozostają niespójne z art. 15, bo stanowią, iż organy samorządu województwa <u>moga sporządzać plany OPRO</u> , podczas gdy z art. 15 wynika obowiązek sporządzenia planów do 21 lutego 2026 r. Państwa członkowskie powinny zadbać o ustanowienie przynajmniej jednego planu obszarów	W celu zapewnienia zgodności z art. 15c ust. 1 dyrektywy RED III oraz poprawnego określenia kompetencji organów właściwych do przyjmowania planów OPRO, proponujemy – jako kontynuację art. 160f ustawy o OZE i wzorem przepisów z ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym – następujące brzmienie przepisów: Art. 160g. 1. Obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii wyznaczone są w formie planu, zwanego dalej „planem obszarów	Uwaga wyjaśniona Brzmienie przepisów zostało przededagowane poprzez usunięcie fakultatywności z przepisu merytorycznego. Jednocześnie należy zauważyć, że możliwość wyznaczenia OPRO w pierwszej kolejności będzie uzależniona od sporządzonych map potencjału OZE, stąd nie każde województwo może zostać zobowiązane do sporządzenia planów obszarów OZE dla danej technologii.

		przyspieszonego rozwoju (a więc każdy kolejny plan mógłby być traktowany nieobowiązkowo). W naszej ocenie art. 160g ust. 1 – 3 ustawy o OZE są wadliwie napisane, bo stanowią że organy samorządu mogą sporządzać plany OPRO, co oznaczałoby, że nie są jedynymi organami posiadającymi kompetencje w tym zakresie. Tymczasem przepisy te powinny zawierać normy kompetencyjne, a więc upoważnienie do ważnego dokonania określonej czynności przez określony podmiot kompetentny. Norma taka nie nakłada obowiązków – te pojawiają się, gdy obok normy kompetencyjnej ustawodawca ustanowi jakieś inne normy związane z tą kompetencją. I taką inną normą jest właśnie art. 15 projektu – obowiązek sporządzenia planu lub planów OPRO. Jednocześnie ust. 1 i 3 dublują się w zakresie, w jakim mówią o sporządzaniu planu dla województwa (ust. 1) oraz w granicach administracyjnych województwa (ust. 3). Ponadto, jakkolwiek zrozumiałe jest dążenie do uproszczenia nazewnictwa, to jednak zapropoŃowany skrót sugeruje, że rozwój OZE powinien odbywać się jedynie na wskazanych obszarach. Przeczyłoby to intencji ustawodawcy co do uzupełniającej roli OPRO w stosunku do obszarów, gdzie OZE rozwijane będą w zwykłym trybie. W odbiorze powszechnym, jak i interpretacji prawa ta kwestia powinna być określona w sposób niebudzący wątpliwości. W szczególności w przypadku lądowej energetyki wiatrowej należy się spodziewać, że liczne projekty będą podlegały pełnej procedurze oceny oddziaływania na środowisko na obszarach	przyspieszenia rozwoju OZE”, sporządzanego przez organy samorządu województwa dla obszarów znajdujących się w granicach administracyjnych danego województwa. 2. Przed sporządzeniem planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE sejmik województwa podejmuje uchwałę o przystąpieniu do sporządzenia planu obszarów OZE. Proponujemy zastąpienie skrótu „plan obszarów OZE” skrótem „plan obszarów przyspieszonego rozwoju OZE” i jednolite stosowanie tego pojęcia w liczbie pojedynczej w kolejnych przepisach. Każdorazowo będzie uchwalany jeden plan dla jednego rodzaju OZE. Jednocześnie prosimy o wyjaśnienie, względnie o doprecyzowanie przepisów, czy: 1) każdy samorząd województwa będzie zobowiązany do przyjęcia co najmniej jednego planu OPRO do 21 lutego 2026 r. 2) czy ustawodawca zakłada, że OPRO będą wyznaczane tylko dla instalacji wytwarzających energię z wiatru lub ze słońca. Postulujemy, by organy samorządu województwa były zobowiązane do przyjęcia OPRO dla wszystkich rodzajów OZE, które zostały zmapowane przez Ministerstwo w granicach administracyjnych danego województwa, zgodnie z podziałem uwzględniającym także instalacje do wytwarzaniu biometanu, wodoru	Zgodnie z dyrektywą RED III każde PCz zobligowane jest do wyznaczenia do 21 lutego 2026 r. na swoim terytorium co najmniej jednego planu OPRO. Jednocześnie w przypadku poszczególnych województw liczba planów może być różna, należy więc przypuszczać, że w niektórych przypadkach może to być jeden plan, a w innych ta liczba może być większa niż 1. Przepisy umożliwiają wyznaczanie OPRO dla wszystkich rodzajów OZE (z wyjątkiem biomasy), a co za tym idzie stanowią realizację kamienia milowego G1L KPO, który mówi o obszarach akceleracji dla instalacji fotowoltaicznych i instalacji wiatrowych na lądzie. Jednocześnie w pierwszym etapie mapowania nie zostaną wzięte pod uwagę także dodatkowe nośniki energii, takie jak np. wodór. Niemniej ich ujęcie zostanie wzięte pod uwagę przy ewentualnych aktualizacjach map potencjału.

		bez statusu OPRO. Niejasność w zakresie akceptowalności takich projektów byłaby sprzeczna z intencją ustawodawcy oraz z priorytetami rozwoju gospodarczego i polityki energetycznej państwa. W naszej ocenie art. 15c dyrektywy RED III należy rozumieć w ten sposób, że każdy właściwy organ wyznaczony przez państwo członkowskie jest zobowiązany do przyjęcia przynajmniej jednego planu. Jeśli zatem projekt UD162 wyznacza 16 organów samorządu województwa, to powinno powstać przynajmniej 16 planów w Polsce. Takie wnioski potwierdzałby też art. 15 projektu. Tymczasem ze str. 49 uzasadnienia wynika, że zgodnie z dyrektywą RED III, przynajmniej jeden obszar przyspieszonego rozwoju powinien zostać wyznaczony do 21 lutego 2026 r. Nie jest więc jasne ile planów i w jakim zakresie miałyby w praktyce zostać przyjęte. Niejasność tę pogłębia brak korelacji projektu z uzasadnieniem. O ile projekt ustawy mówi szeroko o instalacjach OZE, o tyle w uzasadnieniu na str. 21 wskazano: „Projektowane przepisy jednocześnie realizują kamienie milowe określone w ramach reformy G3.1.1 Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania odporności (KPO). Pierwszy z nich zakłada opracowanie <u>mapy potencjału dla instalacji PV oraz instalacji wiatrowych na lądzie</u> (kamień milowy G1L), z kolei drugi wypracowanie ram prawnych dla wyznaczania <u>obszarów akceleracji dla instalacji fotowoltaicznych i instalacji wiatrowych na lądzie</u> (kamień milowy G2L)”. Czy oznacza to, że nie będzie konieczne przyjmowanie OPRO dla wszystkich typów OZE, a jedynie energii z wiatru lub PV? W naszej ocenie samorząd powinien być zobowiązany do przyjęcia	odnawialnego, wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego oraz biowodoru. Propozycja brzmienia przepisu: „X. Sporządzenie przynajmniej jednego planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE na terenie danego województwa jest obowiązkowe w przypadku, gdy z map potencjału instalacji odnawialnego źródła energii wynika, że w granicach administracyjnych danego województwa istnieją warunki szczególnie odpowiednie do wykorzystania danego źródła energii odnawialnej, powstanie instalacji OZE służy zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego państwa lub regionu, a także nie będzie powodowało znaczącego negatywnego oddziaływania na środowisko lub na obszary Natura 2000.”.	

			OPRO dla wszystkich rodzajów OZE tam, gdzie jest to możliwe, zgodnie z przygotowanymi przez ministerstwo mapami potencjału OZE (zgodnie z podziałem który uwzględnia także biometan i wodór). Przykładowo, jeśli w procesie mapowania obszaru kraju zostanie ustalone, że obszar danej gminy jest „szczególnie odpowiedni” w rozumieniu dyrektywy RED III do rozwoju danego źródła OZE – np. istnieje potencjał substratowy i możliwość zatłoczenia biometanu do sieci gazowej, a jednocześnie teren wykazuje niską wrażliwość środowiskową, to ustawa powinna zobowiązywać samorząd do wybrania takich działek, na których może powstać biometanownia. Tego typu instalacją już teraz z mocy ustawy o OZE przysługuje przymiot nadrzędnego interesu publicznego, co niegdyś trzeba było udowadniać każdorazowo w indywidualnych sprawach, np. w ramach ubiegania się o odstąpienie od stosowania przepisów dyrektywy 2011/92/UE na podstawie art. 2 ust. 4 tej dyrektywy. W przypadku np. biometanowni mamy do czynienia z bezpieczeństwem energetycznym państwa – czymś, co zabezpiecza państwo na wypadek kryzysu dostaw gazu ziemnego z zagranicy, a jednocześnie działa na rzecz dekarbonizacji wielu obszarów gospodarki (przemysł, transport, ciepłownictwo). W naszej ocenie tereny „szczególnie odpowiednie” należy obowiązkowo wykorzystywać do budowy rozproszonych źródeł energii odnawialnej, a pozostawienie całkowitego luzu decyzyjnego w tym zakresie na poziomie gminy nie jest prawidłowym kierunkiem.		
75.	Generalna Dyrekcja	Art. 9 pkt 4 – dot. 160g ust. 5 pkt 2 lit. b ustawy z dnia 20	1. Projektowany artykuł nie transponuje w pełni zapisów dyrektywy RED III, określone w art. 15 c ust. 1 lit. a (ii),	„b) wyłączając możliwość określenia tych obszarów i powierzchni na obszarach form ochrony przyrody, o których mowa	Uwaga uwzględniona

	Ochrony Środowiska	lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	tj. nie uwzględniono zakazu realizacji inwestycji na obszarach wyodrębnionych na podstawie map wrażliwości. 2. W projektowanym art. 160g ust. 5 pkt 2 lit. b ustawy OZE należy wykreślić wyraz „morskich” odnoszący się do ssaków. Obecne brzmienie proponowanego przepisu nie zapewnia ochrony ssakom innym niż morskie. Proponowane wykreślenie spowoduje, że wyłączenie możliwości określenia obszarów OZE na lądowych formach ochrony przyrody, wymienionych w projektowanym przepisie, obejmie również korytarze migracji ssaków, co jest uzasadnione istotnością utrzymania drożności tych korytarzy dla zapewnienia właściwego poziomu ochrony tych zwierząt.	w art. 6 ust. 1 pkt 1-9 ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody (Dz. U. z 2024 r. poz. 1478 i 1940) oraz głównych szlakach migracyjnych ptaków i ssaków ~~morskich~~, a także na obszarach cennych przyrodniczo wyodrębnionych na podstawie map wrażliwości, za wyjątkiem sztucznych i zabudowanych powierzchni znajdujących się na tych obszarach, w tym dachach, parkingach oraz obszarach infrastruktury transportowej;”.	Przepisy dotyczące przedmiotowej materii zostały dostosowane i wprowadzone do projektu.
76.	Konfederacja Lewiatan	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ust. 5 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Proponuje się, aby przy określaniu OPRO uzgodnienia z regionalnym dyrektorem ochrony środowiska i operatorem systemu elektroenergetycznego dokonywać nie w porozumieniu, a po zasięgnięciu opinii, co znacznie przyspieszy procedurę,	5. W planie obszarów OZE określa się: 1) rodzaj odnawialnego źródła energii, dla którego jest on sporządzany; 2) obszary i powierzchnie, które uznaje się za obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii – po zasięgnięciu opinii właściwego regionalnego dyrektora ochrony środowiska oraz z przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii:	Uwaga częściowo uwzględniona Uwaga uwzględniona w odniesieniu do przedsiębiorstwa zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii. Odnośnie zastąpienia uzgodnienia opiniowaniem planów obszarów OZE w zakresie regionalnego dyrektora ochrony środowiska, uwagi nie uwzględniono. Ze względu na wprowadzenie możliwości zrezygnowania z obowiązku przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko na podstawie art. 72 ust. 8 pkt 3 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, w opinii projektodawcy niezbędne jest wprowadzenie uzgodnienia w celu

					zagwarantowania analizy wpływu przedsięwzięcia na środowisko.
77.	Konfederacja Lewiatan	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ust. 5 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Prosimy o potwierdzenie, czy zaproponowany przepis oznacza, że nie będzie konieczności uzyskania decyzji środowiskowej, skoro już w ramach wyznaczania OPRO zaproponowane mają być środki łagodzące.		Uwaga kierunkowo uwzględniona Projektodawca wprowadził dodatkowe przepisy w zakresie ułatwień proceduralnych, które będą określać m.in. zwolnienie z konieczności uzyskania oceny oddziaływania na środowisko dla poszczególnych projektów OZE lokalizowanych na OPRO. Plany OPRO będą podlegać strategicznej ocenie oddziaływania na środowisko, a także określeniu niezbędnych środków łagodzących, dzięki czemu poszczególne instalacje lokalizowane w ramach OPRO nie będą podlegać procedurze oceny środowiskowej, chyba że w ramach kontroli danego przedsięwzięcia organ środowiskowy orzeknie inaczej.
78.	Konfederacja Lewiatan	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g ust. 5 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Projektowany art. 160g ust. 5 pkt 5 ustawy o OZE stanowi, że w planie OPRO określa się załącznik graficzny przedstawiający granice obszaru objętego planem obszarów OZE.	Proponujemy zmianę redakcyjną, by wskazać wymóg załącznika w osobnym ustępie: „Integralną częścią planu, o którym mowa w ust. 5, jest załącznik graficzny przedstawiający granice obszaru objętego planem obszarów OZE.”.	Uwaga nieuwzględniona Załącznik zawsze stanowi integralną część danego aktu prawnego lub dokumentu, w związku z czym nie trzeba tego wskazywać w sposób literalny.
79.	Konfederacja Lewiatan	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160g i art. 160k ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Przepis wydaje się nieprecyzyjny w części dotyczącej pokrycia kosztów sporządzenia planów obszarów OZE przez inwestora. Brakuje odniesienia relacji np. do ZPI, planów ogólnych. Na etapie wojewódzkim trudno będzie wskazać dany plan za bezpośrednią konsekwencję zamiaru realizacji inwestycji. Postulujemy doprecyzowanie przedmiotowej regulacji.		Uwaga wyjaśniona Przedmiotowy przepis został wykreślony z projektu ustawy w związku z pojawiającymi się wątpliwościami odnośnie możliwości finansowania przez inwestora planu obszaru OZE oraz zakresu tego finansowania.
80.	Konfederacja Lewiatan	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o	Projektowany obszar przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii miałby podlegać uzgodnieniu z		Uwaga częściowo uwzględniona

		odnawialnych źródłach energii	przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii. Bez wskazania zakresu tego uzgodnienia istnieje ryzyko, że projekt nie zostanie uzgodniony ze względu na chwilowy brak mocy przyłączeniowej lub brak potrzebnej infrastruktury w obecnym planie rozwoju sieci. W projekcie nie określono jasno relacji procesu uchwalania OPRO względem procesu planowania rozwoju sieci elektroenergetycznych, natomiast zgodnie z ustawą Prawo Energetyczne, operatorzy sieci mają uwzględniać plany zagospodarowania przestrzennego w dalszym rozwoju infrastruktury. Należy doprecyzować przepisy celem uniknięcia sytuacji, gdy operator na etapie uzgadniania projektu OPRO utrudnia lub uniemożliwia jego powstanie, podczas gdy inwestycja w infrastrukturę przyłączeniową może być przedmiotem kolejnego planu rozwoju sieci. Oba procesy planowania prowadzone są iteracyjne i powinny zapewnić tworzenie otoczenia sprzyjającego rozwojowi nowych mocy wytwórczych OZE.		W przypadku przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii uzgadnianie zastąpiono opiniowaniem. Przedsiębiorstwo energetyczne wydając opinię będzie brało pod uwagę przede wszystkim plan rozwoju, jako podstawowy dokument planistyczny dla rozwoju sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej oraz określenia mocy przyłączeniowej w konkretnym miejscu. Na etapie realizowania konkretnej inwestycji w instalację OZE będą wydawane warunki przyłączenia, zatem nie jest celowe dwukrotne uzgadnianie przyłączy instalacji OZE.
81.	Konfederacja Lewiatan	Art. 9 pkt 4 - art. 160h ust. 1 pkt 1 lit. d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Przepis przedstawia sposób ogłoszenia uchwały o przystąpieniu do sporządzenia planu obszarów OZE. W lit. d. wskazano: „w sposób zwyczajowo przyjęty w danej gminie”, w sytuacji gdy plan dotyczy obszaru województwa, nie gminy. Należy zweryfikować poprawność sposobu publikacji opisanego w lit. d.		Uwaga wyjaśniona We wskazanym przepisie jest mowa o sposobie „zwyczajowo przyjętym w danej gminie”, ponieważ plan obszarów OZE będzie dotyczył całego województwa, a konkretnie poszczególnych gmin znajdujących się na jego terytorium, dlatego też uzgodnienie następuje ze wszystkimi gminami położonymi na terenie objętym sporządzanym planem obszarów OZE.

82.	Konfederacja Lewiatan	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Przepis wskazuje, że marszałek województwa zawiadamia pisemnie wójtów, burmistrzów albo prezydentów miast gmin położonych na terenie objętym planem oraz gmin sąsiednich, określając termin składania uwag. Nie jest jasne, czy gminy sąsiednie mogą być poza granicami administracyjnymi województwa. Prośba o wyjaśnienie, względnie doprecyzowanie art. 160h ust. 1 pkt 2.		Uwaga wyjaśniona Plan obszarów OZE dotyczy terytorium województwa i uzgodnienie następuje ze wszystkimi gminami położonymi na terenie objętym sporządzanym planem obszarów OZE. Inwestycje w zakresie OZE mogą być jednak realizowane np. na czy przy granicy terytorium gminy, która znajduje się na terenie innego województwa. Stąd opiniowanie będzie dotyczyło zarówno gmin znajdujących się na terenie danego województwa (nieobjętych sporządzanym planem obszarów OZE), jak i gmin z województwa sąsiadującego (jeżeli gminy te graniczą z gminą objętą sporządzanym planem obszarów OZE).
83.	Konfederacja Lewiatan	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Z przepisu wynika, że marszałek województwa sporządza projekt planu obszarów OZE wraz ze strategiczną oceną oddziaływania na środowisko. Należy zauważyć, że organ opracowujący projekt dokumentu planistycznego jest zobowiązany do sporządzenia prognozy oddziaływania na środowisko, a nie strategicznej oceny oddziaływania na środowisko – to procedura prowadzona przez inny organ, w ramach którego jest badana prognoza.	Przepis powinien otrzymać brzmienie: „3) sporządza projekt planu obszarów OZE wraz z uzasadnieniem oraz prognozą oddziaływania na środowisko”.	Uwaga uwzględniona Treść przepisu została dostosowana zgodnie z propozycją.
84.	Konfederacja Lewiatan	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160h ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Prosimy o potwierdzenie, czy zaproponowany przepis oznacza, że nie będzie konieczności uzyskania decyzji środowiskowej, skoro już w ramach wyznaczania OPRO wykonana będzie strategiczna ocena oddziaływania na środowisko.		Uwaga kierunkowo uwzględniona Projektodawca wprowadził dodatkowe przepisy w zakresie ułatwień proceduralnych, które będą określać m.in. zwolnienie z konieczności uzyskania oceny oddziaływania na środowisko dla poszczególnych projektów OZE lokalizowanych na OPRO. Plany OPRO będą podlegać strategicznej

					ocenie oddziaływania na środowisko, dzięki czemu poszczególne instalacje lokalizowane w ramach OPRO nie będą podlegać procedurze oceny środowiskowej, chyba że w ramach kontroli danego przedsięwzięcia organ środowiskowy orzeknie inaczej.
85.	Urząd Marszałkowski Województwa Lubuskiego w Zielonej Górze	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160l ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Wątpliwość budzą zapisy dot. przeglądu i aktualizacji planów obszarów OZE. W art. 160l ust. 1 pkt 1 mowa jest o przeglądzie przez marszałka województwa – zachodzi pytanie, jak proces ten ma wyglądać i ile miałby wynosić horyzont czasowy dla aktualizacji map potencjału odnawialnego źródła energii. W odniesieniu do art. 160l ust. 1 pkt 2 powstaje wątpliwość co do czytelności zapisu i kierunku przedstawionej zależności.		Uwaga nieuwzględniona Zgodnie z art. 160l ust. 3 procedurę aktualizacji obowiązującego planu obszarów OZE przeprowadza się w trybie określonym w art. 160g-160j. Będą one zależne od ewentualnych aktualizacji map potencjału OZE oraz zmiany uwarunkowań prawnych lub technicznych, które zwiększą wskazany potencjał.
86.	Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska	Art. 9 pkt 4 – dot. art. 160l ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Po wprowadzeniu definicji „map wrażliwości”, o których mowa w dyrektywie RED III, i wprowadzeniu możliwości ich aktualizacji należy, analogicznie, jak dla map potencjału odnawialnych źródeł energii, uwzględnić ich ewentualną aktualizację przy aktualizacji planów obszarów OZE.	„2. Plan obszarów OZE może podlegać aktualizacji w przypadku, o którym mowa w art. 160i oraz w przypadku aktualizacji mapy potencjału odnawialnego źródła energii lub mapy wrażliwości .”.	Uwaga uwzględniona Przepisy dotyczące przedmiotowej materii zostały dostosowane i wprowadzone do projektu.
87.	Urząd Morski w Gdyni	Art. 10 – dot. art. 108a ustawy z dnia 5 sierpnia 2015 r. o pracy na morzu	1./ Jakkolwiek nowy art. 108a odnosi się do personelu przemysłowego, należy zwrócić uwagę, że art. 108 mówi o <u>załogach</u> specjalistycznych statków <u>technicznych</u> . Należy ustalić, czy statki do przewozu personelu przemysłowego (CTV) są specjalistycznymi statkami technicznymi oraz czy czas pracy załogi CTV jest regulowany przez Art. 108. 2./ Czas pracy załogi (marynarzy) jest ustalony przez konwencję Maritime Labour Convention, 2006 z poprawkami, która, zgodnie z Art. II punkt 2 dotyczy <u>wszystkich marynarzy</u> , natomiast w części A, standard A2.3.5(a) precyzyjnie określa dozwolony		Uwaga bezprzedmiotowa Odstąpiono od dodawania art. 108a ustawy z dnia 5 sierpnia 2015 r. o pracy na morzu

			czas pracy na 14 godzin w jakimkolwiek okresie 24 godzin i 72 godziny w jakimkolwiek okresie 7 dni. Należy rozważyć, czy zapisy art.108 odnośnie czasu pracy załóg (marynarzy) specjalistycznych statków technicznych jest zgodny ze standardem A2.3.5(a) – dozwolony czas pracy w ujęciu 7-mio dniowym jest znacznie przekroczony.		
88.	Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów	Art. 11 dot. art. 261 ust. 2b ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. - Prawo wodne	Art. 11 projektu ustawy wprowadza zmianę do ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne¹ (art. 261), której celem jest zwolnienie z opłaty rocznej właścicieli urządzeń wyprowadzających moc z morskich farm wiatrowych. Pragnę zauważyć, że przedmiotowy przepis może stanowić podstawę udzielenia pomocy publicznej dla wskazanych podmiotów. Zgodnie z dotychczasowym brzmieniem art. 261 ustawy – Prawo wodne, grunty pokryte wodami stanowiące własność Skarbu Państwa, niezbędne do prowadzenia przedsięwzięć wskazanych w tym przepisie oddaje się w użytkowanie za opłatą roczną Wpływ z ww. opłaty rocznej stanowi dochód budżetu państwa lub przychód Państwowego Gospodarstwa Wodnego Wody Polskie - dysponującego środkami publicznymi (art. 261 ust. 9 ustawy – Prawo wodne). Projektowany przepis wprowadzi do art. 261 ustawy – Prawo wodne <u>ustęp 2b</u>, zgodnie z którym <u>wymóg zawarcia umowy użytkowania i uiszczenia opłaty rocznej nie będzie dotyczył</u> gruntów pod obszarami ochronnymi, w tym strefami bezpieczeństwa², związanymi z	Należy w projekcie ustawy w zakresie zamiany ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych dodać przepis zapewniający uwzględnienie korzyści uzyskiwanej przez wytwórcę w postaci zwolnienia z opłaty rocznej, o której mowa w projektowanym art. 261 ust. 2b Prawa wodnego, w cenie będącej podstawą do rozliczenia ujemnego salda (analogiczny do mechanizmu przewidzianego w art. 10 ww. ustawy dotyczący uzyskanej pomocy inwestycyjnej przeznaczonej na realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy).	Uwaga wyjaśniona Konieczność uiszczenia opłaty za użytkowanie gruntów pokrytych wodami, pod obszarami ochronnymi, w tym strefami bezpieczeństwa, o których mowa w art. 24 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, nie była brana pod uwagę przez ministra właściwego do spraw klimatu przy wyznaczaniu ceny maksymalnej za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci w złotych za 1 MWh, będącą podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda, zarówno w I jak i II fazie systemu wsparcia. Zwolnienie z uiszczenia ww. opłaty nie może więc zostać uznane za kumulację pomocy publicznej i nie zachodzi potrzeba dodawania przepisu zapewniającego uwzględnienie korzyści uzyskiwanej przez wytwórcę w postaci zwolnienia z opłaty rocznej, o której mowa w projektowanym art. 261 ust. 2b Prawa wodnego, w cenie

¹ Dz. U. z 2024 r. poz. 1087, ze zm.

² Zgodnie z art. 24 ust. 1 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2024 r. poz. 731, ze zm.) wokół sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń lub ich zespołów rozumianych jako grupa sztucznych wysp, konstrukcji lub urządzeń znajdujących się od siebie nie dalej niż 1000 m, a także kabli lub rurociągów lub ich grup, właściwy dyrektor urzędu morskiego może, w drodze zarządzenia, ustanowić strefy bezpieczeństwa dostosowane do rodzaju i przeznaczenia sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń lub

			przedsięwzięciami realizowanymi na gruntach, dla których uzyskano pozwolenie ustalające lokalizację i warunki utrzymywania kabli lub rurociągów na tych obszarach³ lub decyzję o ustaleniu lokalizacji strategicznej inwestycji w zakresie sieci przesyłowej⁴ dotyczące zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych lub jego elementów. Właścicielem urządzeń wyprowadzających moc z morskich farm wiatrowych, a więc również podmiotem zobowiązanym do uiszczenia ww. opłaty rocznej jest, co do zasady⁵, podmiot wytwarzający energię elektryczną z energii wiatru na morzu w morskiej farmie wiatrowej (wytwórca). W związku z powyższym, wprowadzenie projektowanego zwolnienia może zostać uznane za selektywną korzyść dla takiego podmiotu, stanowiącą pomoc publiczną (o ile nie znajduje ono uzasadnienia systemowego⁶).	będącej podstawą do rozliczenia ujemnego salda. Jednocześnie zgodnie z uwagą Ministra Infrastruktury odstąpiono od wprowadzania ust. 2b i zdecydowano się rozszerzyć katalog zwolnień wskazany w art. 261 ust. 6 ustawy prawo wodne o grunty pokryte wodami, pod obszarami ochronnymi, w tym strefami bezpieczeństwa, o których mowa w art. 24 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, oddawane w użytkowanie podmiotom, które uzyskały pozwolenie, o którym mowa w art. 26 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, lub decyzję, o której mowa w art. 5 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (Dz.U. z 2024 r. poz. 1199), dotyczące a) zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o

ich zespołów, kabli lub rurociągów, sięgające nie dalej niż 500 m od każdego punktu ich zewnętrznej krawędzi, chyba że inny zasięg strefy jest dozwolony przez powszechnie przyjęte standardy międzynarodowe lub zalecony przez właściwą organizację międzynarodową.

³ Zgodnie z art. 26 ww. ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej.

⁴ Zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (Dz.U. z 2024 r. poz. 1199, ze zm.).

⁵ Zgodnie z art. 58 ustawy o promowaniu wytwarzania energii w morskich farmach wiatrowych, zespół urządzeń do wyprowadzania mocy może zostać sprzedany na rzecz OSP lub podmiotu trzeciego.

⁶ Selektywność takich środków należy zwykle oceniać, stosując trzyetapową analizę. W pierwszej kolejności należy zidentyfikować system odniesienia. Następnie należy ustalić, czy dany środek stanowi odstępstwo od tego systemu w zakresie, w jakim wprowadza zróżnicowanie podmiotów gospodarczych, które w świetle celów tego systemu znajdują się w porównywalnej sytuacji faktycznej i prawnej. Ocena istnienia odstępstwa jest kluczowym elementem tej części badania i pozwala wyciągnąć wniosek, czy na pierwszy rzut oka środek jest selektywny. Jeżeli dany środek nie stanowi odstępstwa od systemu odniesienia, nie jest środkiem selektywnym. Jeżeli jednak stanowi odstępstwa (a tym samym jest selektywny na pierwszy rzut oka), nadal należy ustalić, na trzecim etapie badania, czy odstępstwo to jest uzasadnione charakterem lub ogólną strukturą systemu (odniesienia). Jeżeli środek selektywny na pierwszy rzut oka jest uzasadniony charakterem lub ogólną strukturą systemu, nie będzie on uznawany za selektywny i w związku z tym nie będzie wchodził w zakres art. 107 ust. 1 Traktatu (zob. pkt 126 i nast. Zawiadomienia Komisji w sprawie pojęcia pomocy państwa w rozumieniu art. 107 ust. 1 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, Dz. Urz. UE C 262 z 19.07.2016 r.).

					promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych lub jego elementów, b) elementów sieci przesyłowej elektroenergetycznej, za których ruch sieciowy odpowiedzialny jest operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266). Dodatkowo dodano możliwość wydania przez ministra właściwego do spraw klimatu rozporządzenia, określającego warunki i tryb udzielania pomocy publicznej i pomocy de minimis, w przypadku jeśli zwolnienie, o którym mowa w ust. 6 pkt 3 lit. a zostanie za taką pomoc uznane.
89.	Prokuratoria Generalna RP	Art. 11 dot. art. 261 ust. 2b ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. - Prawo wodne	Projektowany art. 261 ust. 2b Prawa wodnego przewiduje zwolnienie z opłaty za grunty pokryte wodami Skarbu Państwa stref ochronnych i stref bezpieczeństwa dla kabli morskich farm wiatrowych. Biorąc pod uwagę, że planowane zwolnienie dotyczy zasobów państwowych i może mieć wpływ na konkurencję i wymianę handlową na wewnętrznym rynku energii elektrycznej, powinno ono podlegać ocenie Prezesa UOKiK pod kątem zgodności z art. 107 TFUE.		Uwaga uwzględniona Projekt ustawy został przekazany Prezesowi UOKiK w celu wyrażenia opinii m.in. w zakresie wpływu projektowanych rozwiązań na konkurencję i wymianę handlową na wewnętrznym rynku energii elektrycznej. Uwagi Prezesa UOKiK zostały uwzględnione lub wyjaśnione.
90.	Konfederacja Lewiatan	Art. 11q – dot. Art. 22b ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych	Popieramy dodanie ust. 2b w art. 261 ustawy Prawo wodne i zwolnienia z opłat za zajęcie gruntów pod obszarami ochronnymi, ale zwracamy uwagę na to, że nie jest to regulacja wyczerpująca. Inwestorzy, którzy uzyskali decyzję, o której mowa w art. 5 ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych w dalszym ciągu będą zobowiązani do	1. Dodanie nowego artykułu 22b w ustawie o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych: „Art. 22b 1. Ograniczenie sposobu korzystania z nieruchomości, o którym mowa w art. 22a ust. 1, w stosunku do gruntów stanowiących własność Skarbu Państwa	Uwaga nieuwzględniona Intencją projektodawcy w zakresie zmiany art. 261 ustawy Prawo wodne było wyłącznie zwolnienie z opłaty rocznej dla stref ochronnych zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z MFW. Nieintencjonalne było wprowadzenie zwolnienia z konieczności zawierania

			uiszczania tożsamyh opłat. Podstawą do ustalenia opłat za korzystanie z gruntów pokrytych wodami jest art. 22a ust. 1 i ust. 4 ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych. Wobec powyższego proponujemy wprowadzenie tożsamego rozwiązania zastosowanego w specustawie gazowej, a dokładniej w art. 25a ustawy z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu, dzięki czemu wszyscy inwestorzy zostaną potraktowani tak samo. Dodatkowo wykorzystanie brzmienia przepisów dobrze znanych ustawodawcy (jako obowiązujących w analogicznej specustawie) nie powinno budzić kontrowersji. Dodatkowo zwracamy uwagę na konieczność uregulowania sytuacji, w których część inwestorów zawarła już porozumienia w tym przedmiocie, a tym samym zobowiązała się do uiszczenia przedmiotowych opłat. Postulujemy zatem doprecyzowanie, że wszelkie porozumienia w tym przedmiocie podlegają dostosowaniu do nowego brzmienia ustawy, a ewentualnie uiszczone opłaty z tego tytułu podlegają zwrotowi.	pokrytych wodami, gruntów stanowiących pas drogowy lub gruntów objętych obszarem kolejowym, uprawnia inwestora do wystąpienia, odpowiednio do właściwego podmiotu wykonującego prawa właścicielskie zgodnie z art. 212 ust. 1 ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. - Prawo wodne, właściwego zarządcy drogi, właściwego zarządcy infrastruktury kolejowej lub innego właściwego podmiotu zarządzającego obszarem kolejowym, o zawarcie porozumienia określającego warunki wykonywania przysługującego inwestorowi prawa, o którym mowa w art. 22 ust. 1. 2. Porozumienie, o którym mowa w ust. 1, nie może przewidywać opłat za wykonywanie przysługującego inwestorowi prawa, o którym mowa w art. 22 ust. 1. 3. W przypadku niezawarcia porozumienia, o którym mowa w ust. 1, w terminie 21 dni od dnia otrzymania, odpowiednio przez właściwy podmiot, o którym mowa w art. 212 ust. 1 ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. - Prawo wodne, właściwego zarządcę drogi, właściwego zarządcę infrastruktury kolejowej lub inny właściwy podmiot zarządzający obszarem kolejowym, wystąpienia, o którym mowa w ust. 1, inwestor jest uprawniony do złożenia wniosku do wojewody o wydanie decyzji określającej warunki wykonywania przysługującego inwestorowi prawa, o którym mowa w art. 22 ust. 1. 4. Decyzja, o której mowa w ust. 3, nie może przewidywać opłat za wykonywanie przysługującego inwestorowi prawa, o którym mowa w art. 22 ust. 1. 5. Warunki zawarte w porozumieniu, o którym mowa w ust. 1, albo określone w	umowy użytkowania dla gruntów objętych przepisem, dlatego wprowadzono odpowiednie zmiany w art. 11 projektu ustawy. Jednocześnie należy zaznaczyć, że propozycja pozostaje w sprzeczności z brzmieniem art. 22a ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych.

				decyzji, o której mowa w ust. 3, nie mogą powodować: 1) zagrożenia bezpieczeństwa ruchu drogowego, kolejowego lub lotniczego; 2) wstrzymania ruchu kolejowego lub lotniczego; 3) zamknięcia dróg publicznych, chyba że istnieje możliwość zorganizowania objazdów; 4) zamknięcia śródlądowych dróg wodnych; 5) negatywnego wpływu na działanie urządzeń lotniczych. 6. Stronami postępowania o wydanie decyzji, o której mowa w ust. 3, są wyłącznie inwestor oraz odpowiednio właściwy podmiot, o którym mowa w art. 212 ust. 1 ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. - Prawo wodne, właściwy zarządca drogi, właściwy zarządca infrastruktury kolejowej lub inny właściwy podmiot zarządzający obszarem kolejowym. 7. Do postępowania w sprawie decyzji, o której mowa w ust. 3, przepisy art. 5 ust. 5 i art. 6 stosuje się odpowiednio. 8. W przypadku zawarcia porozumienia, o którym mowa w ust. 1, albo uzyskania decyzji, o której mowa w ust. 3, w stosunku do gruntów stanowiących własność Skarbu Państwa pokrytych wodami przepisu art. 261 ust. 1 ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. - Prawo wodne nie stosuje się.” 2. Dodanie nowego przepisu przejściowego regulującego sytuację porozumień zawartych na podstawie art. 22a ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych zawartych przed wejściem w życie ustawy zmieniającej: „Art. ...	

				1. W przypadku, gdy przed wejściem w życie niniejszej ustawy zostało zawarte porozumienie, o którym mowa w art. 22a ust. 1 i 2 ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych, porozumienie to podlega dostosowaniu do nowego art. 22b ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą w terminie 21 dni od dnia wejścia w życie ustawy. 2. W przypadku, gdy inwestor uiścił opłaty za wykonywanie przysługującego inwestorowi prawa, o którym mowa w art. 22 ust. 1 ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych na podstawie porozumienia, o którym mowa w art. 22a ust. 1 i 2 ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych zawartego przed wejściem w życie niniejszej ustawy, opłaty te podlegają zwrotowi na rzecz inwestora w terminie 21 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy bez odsetek.”	
91.	Urząd Regulacji Energetyki	Art. 12 ust. 1 i ust. 4	Zgodnie z projektowanym przepisem wytwórca, który uzyskał warunki przyłączenia albo zawarł umowę o przyłączenie morskiej farmy wiatrowej, może złożyć wniosek o zmianę wydanych warunków przyłączenia albo zawartej umowy o przyłączenie morskiej farmy wiatrowej na wstępne warunki przyłączenia w zakresie mocy stanowiącej różnicę pomiędzy mocą zainstalowaną elektryczną wynikającą z wydanych warunków przyłączenia albo z zawartej umowy o przyłączenie morskiej farmy wiatrowej a mocą zainstalowaną elektryczną objętą już wsparciem.		Uwaga uwzględniona

			Przepis nie uwzględnia zmniejszenia mocy w trybie art. 32, oraz przede wszystkim nie uwzględnia sytuacji, w której moc zainstalowana objęta wsparciem jest mniejsza od mocy instalacji (np. ograniczonej w trybie art. 16 ust. 6 lub art. 33 ust. 5). Wydaje się, że projektowany przepis powinien umożliwiać konwersję umowy o przyłączenie we wstępne warunki przyłączenia w zakresie mocy nie większej niż różnica (...). Ponadto projektowane przepisy nie uwzględniają sytuacji, w której moc przyłączeniowa dostępna w danym miejscu przyłączenia, objęta wstępnymi warunkami przyłączenia zostanie skonsumowana w wyniku wygrania aukcji przez inną MFW. Proponuje się uzupełnienie ust. 4 poprzez dodanie kolejnego warunku (w pkt 3), że dostosowanie umów do brzmienia sprzed zmiany jest możliwe wyłącznie w sytuacji gdy po przeprowadzeniu aukcji moc przyłączeniowa w danym miejscu przyłączenia jest nadal dostępna. Dodatkowo wydaje się, że stosowanie przepisu powinno być ograniczone w czasie analogicznie jak w przypadku art. 30 ust. 2d, tzn. wnioski, o których mowa w ust. 1, w okresie od przekazania informacji, o której mowa w art. 30 ust. 2a do czasu podania do publicznej wiadomości wyników aukcji, nie powinny podlegać rozpatrzeniu.		
92.	Konfederacja Lewiatan	Art. 13 ust. 1	Postulujemy uzupełnienie proponowanego przepisu poprzez dookreślenie, że Prezes URE przeprowadza aukcją interwencyjną w pierwszej połowie 2026 r. W przypadku, gdyby aukcja w 2025 roku nie została przeprowadzona lub rozstrzygnięta, aukcję interwencyjną	1. Nadanie części wspólnej w art. 13 ust. 1 pkt 2 ustawy zmieniającej nowego brzmienia: „- Prezes URE w dniu 31 marca 2026 r. oblicza liczbę wydanych do dnia 28 marca 2026 r. ważnych zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji, o których mowa	Uwaga nieuwzględniona Wprowadzono zmianę, dzięki której termin przeprowadzenia sesji aukcji będzie ogłaszany wcześniej niż pozostałe wymagania aukcji.

			należy przeprowadzić w pierwszej połowie 2026 r., ponieważ: - Skracza to okres potencjalnej luki inwestycyjnej - im szybciej zostanie przeprowadzona aukcja interwencyjna, tym szybciej inwestorzy będą mogli wznowić przygotowania do realizacji projektów. - Minimalizuje ryzyko przeniesienia zasobów na inne rynki. Długotrwałe oczekiwanie na kolejną aukcję może skłonić dostawców do poszukiwania możliwości na innych rynkach, co utrudni ponowne zaangażowanie ich w Polsce. Ponadto uważamy, że ustawodawca powinien zapewnić, że ewentualna aukcja interwencyjna w roku 2026 odbędzie się na takich samych zasadach jak aukcja roku 2025, szczególnie w zakresie kryteriów rozstrzygania aukcji. Nie będzie to bowiem osobna, nowa aukcja w harmonogramie, a jedynie doraźna interwencja, której przedmiotem będzie dokładnie ten sam wolumen, co w aukcji roku 2025. Co więcej, zwracamy uwagę na kwestię waloryzacji ceny wykonania, która w przypadku odbycia się aukcji interwencyjnej zostanie przeprowadzona mniej korzystnie dla oferentów niż w przypadku, gdyby odbyła się aukcja w roku 2025. W przypadku, gdyby odbyła się bowiem aukcja interwencyjna, zgodnie z aktualnym brzmieniem ustawy offshore, waloryzacja ceny nastąpi po raz pierwszy dopiero w roku następującym po roku rozstrzygnięcia tej aukcji, czyli począwszy od roku 2027. Tymczasem cena maksymalna została ustalona w styczniu 2025 roku, zgodnie z danymi dostępnymi w roku 2024 - z myślą o zgodnym z	w art. 27 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, i w przypadku gdy ich liczba wynosi co najmniej 3, do dnia 15 kwietnia 2026 r. ogłasza termin przeprowadzenia aukcji interwencyjnej na uzyskanie prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzonej do sieci przez wytwórców, przypadający nie wcześniej niż 15 maja 2026 r. i nie później niż 30 czerwca 2026 r.” 2. Nadanie art. 13 ust. 2 ustawy zmieniającej nowego brzmienia oraz dodanie nowych ust. 3 i 4: „2. Do aukcji interwencyjnej stosuje się odpowiednio przepisy art. 30-37 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, z wyjątkiem art. 30 ust. 1 i 8. 3. W przypadku przeprowadzenia aukcji interwencyjnej, regulamin aukcji ogłoszony dla aukcji przeprowadzanej w 2025 r. zachowuje ważność. 4. W przypadku przeprowadzenia aukcji interwencyjnej waloryzację, o której mowa w art. 38 ust. 5 pkt 2 ustawy zmienianej w art. 1, przeprowadza się począwszy od roku 2026.” 3. Proponujemy wskazanie wprost w uzasadnieniu projektu ustawy, że kryteria rozstrzygnięcia ewentualnej aukcji interwencyjnej w 2026 r. będą identyczne jak kryteria rozstrzygnięcia aukcji zaplanowanej na rok 2025, co zdaje się wynikać z zaproponowanego brzmienia art. 13 ust. 2 ustawy zmieniającej.	W projekcie wskazano, że do aukcji interwencyjnej stosuje się odpowiednio przepisy art. 30-37 ustawy. Jednocześnie należy przypomnieć, że do aukcji realizowanych od 31 grudnia 2025 r. będą miały zastosowanie przepisy rozporządzenia Net Zero Industry Act, dlatego niemożliwym jest zastosowanie do ewentualnej aukcji interwencyjnej w 2026 r. kryteriów rozstrzygania aukcji stosowanych do aukcji z 2025 r. Ewentualna aukcja interwencyjna jest odrębną aukcją od aukcji w 2025 r. Realizacja aukcji w 2026 r. wymagałaby także uzgodnienia z Komisją Europejską, gdyż decyzja KE SA.55940 (2021/N) zatwierdzająca system wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej w Polsce nie uwzględnia możliwości przeprowadzenia aukcji w 2026 r. Mając na uwadze powyższe niemożliwym jest wskazanie w ustawie dokładnego terminu przeprowadzenia aukcji.

			harmonogramem przeprowadzeniu pierwszej aukcji w roku 2025. Naszym zdaniem, aby utrzymać w aukcji interwencyjnej takie same zasady jak w aukcji „podstawowej”, należy w ustawie zmieniającej dodać także przepis przesądzający, że waloryzacji dokonuje się począwszy od roku 2026 – czyli tak, jak gdyby aukcja odbyła się w roku 2025. Mając na uwadze powyższe założenia, z jednej strony proponujemy uzupełnienie art. 13 ust. 2 ustawy zmieniającej oraz dodanie nowych ust. 3 i 4 w tym przepisie, a z drugiej – sugerujemy uzupełnienie uzasadnienia projektu, aby jasno określić jakie będą kryteria rozstrzygnięcia tej ewentualnej dodatkowej aukcji.		
93.	Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska	Art. 19 ust. 1	Wartości wskazane w projekcie są zbliżone do zgłoszonych przez Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska we wrześniu 2024 r., jednak MKiŚ dokonało własnych obliczeń – w założeniu, jak domniemywa Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska, przyjęło średnią stawkę wynagrodzenia dla RDOŚ i GDOŚ wg danych dostępnych w tamtym czasie. Wskazać należy, że stawka ta nie będzie jednak obowiązująca w 2026 r. (początkowo projektowano zmiany od 2025 r.), to samo dotyczy wyposażania stanowisk - inflacja powoduje, że wyposażenie stanowiska pracy wg cen z 2024 r. jest nieaktualne w 2026 r. Ponadto, przyjęcie jednej stawki dla RDOŚ i GDOŚ nie znajduje uzasadnienia wobec różnego poziomu wnioskowanych etatów a wynagrodzenie należy zróżnicować wg województw. Wartości wskazane w art. 19 ust. 1 zakładają dodatkowe 3 etaty w GDOŚ, po jednym etacie dla RDOŚ, jedynie RDOŚ w Katowicach, Opolu, Poznaniu, Warszawie i Wrocławiu po 2 etaty. Do	„1. Maksymalny limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska oraz Regionalnych Dyrektorów Ochrony Środowiska wynikających z rozdziału 7b ustawy zmienianej w art. 10 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą wynosi w: 1) 2026 r. – 3 708 274,17 zł; 2) 2027 r. – 3 788 236,71 zł; 3) 2028 r. – 3 990 721,52 zł; 4) 2029 r. – 4 201 140,98 zł; 5) 2030 r. – 4 422 541,12 zł; 6) 2031 r. – 4 651 587,18 zł; 7) 2032 r. – 4 887 421,46 zł; 8) 2033 r. – 5 134 724,98 zł; 9) 2034 r. – 5 389 873,40 zł; 10) 2035 r. – 5 657 211,12 zł.”.	Uwaga uwzględniona Wskazane w projekcie koszty związane z udziałem GDOŚ i RDOŚ w procesie wyznaczania OPRO zostały dostosowane zgodnie z informacjami i danymi przekazanymi przez GDOŚ.

			obliczeń przyjęto aktualne średnie wynagrodzenie w RDOŚ, dlatego zaproponowane wartości nie mogą być niższe z uwagi na i tak niezadowalające warunki płacowe w RDOŚ. Reguła wydatkowa wynikająca ze zmian w ustawie o odnawialnych źródłach energii uregulowana została w art. 19 projektu ustawy o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw. Mając na uwadze m.in. to, że zadania i dodatkowe obowiązki GDOŚ i RDOSi uregulowane zostały w art. 10 przedmiotowej ustawy wprowadzającym zmiany do ustawy o odnawialnych źródłach energii Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska proponuje aby regułę wydatkową uregulować w tym artykule (w art. 10).		
94.	Urząd Regulacji Energetyki	Uzasadnienie	Należy zwrócić uwagę na błędne użycie w uzasadnieniu projektu (str. 7 i 27 tytuł pkt 3) pojęcia rozruchu technologicznego. Instytucja ta została zdefiniowana w ustawie o odnawialnych źródłach energii (art. 2 pkt 30) i nie pokrywa się z proponowaną regulacją zawartą w projektowanym art. 6a.		Uwaga uwzględniona

Tabela zgodności
dotycząca wdrożenia dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 zmieniającej dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652

Tytuł wdrażanej dyrektywy:		Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652 (Dz. Urz. UE L 2023/2413 z 31.10.2023)	
Akty wdrażające:			
1. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361, 1847 i 1881 oraz z 2025 r. poz. 303, 759 i 1218); 2. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266, 834, 859, 1847 i 1881 oraz z 2025 r. poz. 303, 759 i 1218); 3. Ustawa z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie województwa (Dz. U. z 2025 r. poz. 581); 4. Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. z 2024 r. poz. 1112, 1881 i 1940).			
Jedn. red. dyr.	Treść przepisu dyrektywy	Jedn. red. aktu kraj.	Akt krajowy wdrażający dyrektywę i treść przepisu
Art. 2 pkt 9a dyrekt ywy (UE) 2023/2 413	„9a) »obszar przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych« oznacza określone miejsce lub obszar na lądzie, na morzu lub wodach śródlądowych, które państwo członkowskie wyznaczyło jako szczególnie odpowiednie do instalacji elektrowni wytwarzających energię odnawialną;	Art. 2 pkt 19d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	19d) obszar przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii – obszary terytorium lądowego, polskie obszary morskie oraz obszary wód śródlądowych, a także obszary podpowierzchniowe, na których obowiązują uproszczone zasady sytuowania danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci;
Art. 15b ust. 1 akapit 1 dyrekt ywy (UE) 2023/2 413	"1. Do dnia 21 maja 2025 r. państwa członkowskie przeprowadzą skoordynowane mapowanie na potrzeby wprowadzania energii odnawialnej na swoim terytorium w celu określenia krajowego potencjału i dostępnego obszaru lądowego, podpowierzchniowego, wód morskich lub wód śródlądowych, który jest niezbędny do instalacji elektrowni produkujących energię odnawialną, a także powiązanej z nimi infrastruktury, takiej jak instalacje sieciowe i magazynowe, w tym do magazynowania energii cieplnej, które są niezbędne do zapewnienia co najmniej ich krajowych wkładów w realizację ogólnego unijnego celu dotyczącego energii odnawialnej wyznaczonego na 2030 r. określonego w	Art. 2 pkt 18a, art. 160e ust. 1 i art. 160f ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	18a) mapy potencjału odnawialnego źródła energii – mapy w formie cyfrowej, określające obszary terytorium lądowego, polskie obszary morskie oraz obszary wód śródlądowych, a także obszary podpowierzchniowe o największym potencjale do lokalizacji danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci; Art. 160e. 1. Minister właściwy do spraw klimatu sporządza i publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej obsługującego go urzędu, mapy potencjału odnawialnego źródła energii, w podziale na następujące rodzaje odnawialnego źródła energii: 1) energię wiatru na lądzie; 2) energię wiatru na morzu; 3) energię promieniowania słonecznego; 4) energię geotermalną;

	art. 3 ust. 1 niniejszej dyrektywy. W tym celu państwa członkowskie mogą wykorzystywać swoje istniejące dokumenty lub plany planowania przestrzennego, w tym plany zagospodarowania przestrzennego obszarów morskich, sporządzone zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/89/UE (1)*, lub opierać się na nich. W odpowiednich przypadkach państwa członkowskie zapewniają koordynację między wszystkimi odpowiednimi organami i podmiotami krajowymi, regionalnymi i lokalnymi, w tym operatorów sieci, przy mapowaniu niezbędnych obszarów.”.		5) hydroenergię; 6) energię otrzymywaną z biogazu, biogazu rolniczego i biometanu. Art. 160f. Na terenie położonym w granicach obszarów uwzględnionych na mapach potencjału odnawialnego źródła energii, który objęty jest jednocześnie miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego umożliwiającym lokalizację danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii, dopuszcza się wyznaczanie obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii dla tego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii.
Art. 15b ust. 2 dyrektywy (UE) 2023/2413	2. W celu określenia obszarów, o których mowa w ust. 1, państwa członkowskie biorą pod uwagę w szczególności: a) dostępność energii ze źródeł odnawialnych oraz potencjał produkcji energii odnawialnej w poszczególnych rodzajach technologii na obszarach lądowych, podpowierzchniowych, wód morskich lub wód śródlądowych; b) przewidywane zapotrzebowanie na energię, z uwzględnieniem potencjalnej elastyczności aktywnego reagowania na zapotrzebowanie, oczekiwanych korzyści pod względem efektywności oraz integracji systemu energetycznego; c) dostępność odpowiedniej infrastruktury energetycznej, w tym sieci, magazynów i innych narzędzi elastyczności lub możliwości stworzenia lub modernizacji tego rodzaju infrastruktury sieciowej i magazynowania.	Art. 160e ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Art. 160e. 2. W celu sporządzenia map potencjału odnawialnego źródła energii minister właściwy do spraw klimatu bierze pod uwagę w szczególności: 1) dostępność energii ze źródeł odnawialnych oraz potencjał w zakresie wytwarzania energii w poszczególnych rodzajach instalacji odnawialnego źródła energii; 2) przewidywane zapotrzebowanie na energię, z uwzględnieniem usług elastyczności w rozumieniu art. 3 pkt 11k ustawy – Prawo energetyczne, poprawy efektywności energetycznej oraz integracji instalacji odnawialnego źródła energii z systemem przesyłowym i dystrybucyjnym; 3) dostępność niezbędnej infrastruktury technicznej, w tym sieci, magazynów energii oraz możliwość budowy lub modernizacji tej infrastruktury.”
Art. 15b ust. 3 dyrektywy (UE) 2023/2413	3. Państwa członkowskie sprzyjają wielorakim sposobom wykorzystania obszarów, o których mowa w ust. 1. Projekty dotyczące energii odnawialnej muszą być zgodne z wcześniej istniejącymi sposobami wykorzystania tych obszarów.	Art. 160f ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Art. 160f. Na terenie położonym w granicach obszarów uwzględnionych na mapach potencjału odnawialnego źródła energii, który objęty jest jednocześnie miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego umożliwiającym lokalizację danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii, dopuszcza się wyznaczanie obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii dla tego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii.
Art. 15b ust. 4	„4. Państwa członkowskie przeprowadzają okresowy przegląd obszarów, o których mowa w ust. 1 niniejszego artykułu, i w razie potrzeby je aktualizują, zwłaszcza w	Art. 160e ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego	Art. 160e. 3. Minister właściwy do spraw klimatu, w ramach aktualizacji zintegrowanego krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu, o którym mowa w art. 15ab ustawy – Prawo energetyczne, dokonuje weryfikacji konieczności wprowadzenia

dyrekt ywy (UE) 2023/2 413	związku z aktualizacjami krajowych planów w zakresie klimatu i energii przedłożonych zgodnie z art. 3 i 14 rozporządzenia (UE) 2018/1999.”.	2015 r. o odnawialnych źródłach energii Art. 18 projektu ustawy o zianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw	zmian w mapach potencjału odnawialnego źródła energii oraz, w przypadku stwierdzenia takiej potrzeby, ich aktualizacji. Art. 18. Minister właściwy do spraw klimatu dokona pierwszej aktualizacji map potencjału odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 160e ust. 2 ustawy zmienianej w art. 8 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą w terminie do dnia 31 grudnia 2028 r.
Art. 15c ust. 1 dyrekt ywy (UE) 2023/2 413	„1. Do dnia 21 lutego 2026 r. państwa członkowskie zapewnią by właściwe organy przyjęły plan lub plany wyznaczające, jako podzbiór obszarów, o których mowa w art. 15b ust. 1, obszary przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych dla co najmniej jednego rodzaju odnawialnego źródła energii. Państwa członkowskie mogą nie brać pod uwagę elektrowni energetycznego spalania biomasy i elektrowni wodnych. W tych planach właściwe organy:	Art. 19 projektu ustawy o zianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw Art. 18 pkt 3a ustawy z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie województwa	Art. 19. 1. Sejmik województwa podejmie uchwałę o przystąpieniu do sporządzenia planu obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 160g ust. 1 ustawy zmienianej w art. 8 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy. 2. Sejmik województwa uchwali po raz pierwszy plan lub plany obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 160g ust. 1 ustawy zmienianej w art. 8 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy. Art. 5. W ustawie z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie województwa (Dz. U. z 2025 r. poz. 581) w art. 18 po pkt 3 dodaje się pkt 3a w brzmieniu: „3a) uchwalanie planu obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 160g ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361, 1847 i 1881 oraz z 2025 r. poz. 303, 759 i 1218);”.

Art. 15c ust. 1 lit. a (i) dyrektywy (UE) 2023/2413	a) wyznaczają wystarczająco jednorodne obszary lądowe, wód śródlądowych i morskie, na których nie przewiduje się znaczącego oddziaływania na środowisko zastosowania określonego rodzaju lub rodzajów odnawialnych źródeł energii, biorąc pod uwagę specyfikę wybranego obszaru, równocześnie: (i) priorytetowo traktując powierzchnie sztuczne i zabudowane, takie jak dachy i elewacje budynków, obszary infrastruktury transportowej i ich bezpośrednie otoczenie, parkingi, gospodarstwa, składowiska odpadów, tereny przemysłowe, kopalnie, sztuczne zbiorniki wód śródlądowych, sztuczne jeziora lub sztuczne rezerwuary oraz, w stosownych przypadkach, oczyszczalnie ścieków komunalnych, a także tereny zdegradowane nienadające się do wykorzystania w rolnictwie;	Art. 160g ust. 1, 2 i 3 pkt 2 lit. a, ust. 5 i 6 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Art. 160g. 1. Plan obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, zwany dalej „planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE”, sporządza się w granicach administracyjnych województwa oddzielnie dla danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii. 2. Dla danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii można sporządzić więcej niż jeden plan obszarów przyspieszonego rozwoju OZE. 3. W planie obszarów przyspieszonego rozwoju OZE określa się: 2) granice obszarów w formie wektorowej, które uznaje się za obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii: a) wyznaczając priorytetowo lokalizację instalacji odnawialnego źródła energii na terenach przemysłowych i poprzemysłowych, zabudowanych, zdegradowanych nienadających się do wykorzystania w rolnictwie, sztucznych zbiornikach wodnych oraz obszarach infrastruktury technicznej lub transportowej, 5. Projekty planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE sporządzają osoby, które spełniają jeden z warunków: 1) nabyły uprawnienia do projektowania w planowaniu przestrzennym na podstawie ustawy z dnia 12 lipca 1984 r. o planowaniu przestrzennym (Dz. U. z 1989 r. poz. 99, 178 i 192, z 1990 r. poz. 198 i 505 oraz z 1993 r. poz. 212); 2) nabyły uprawnienia urbanistyczne na podstawie art. 51 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. o zagospodarowaniu przestrzennym (Dz.U. z 1999 r. poz. 139, z późn. zm.); 3) posiadają kwalifikacje do wykonywania zawodu urbanisty na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej uzyskane na podstawie ustawy z dnia 15 grudnia 2000 r. o samorządach zawodowych architektów oraz inżynierów budownictwa (Dz. U. z 2013 r. poz. 932 i 1650); 4) posiadają dyplom ukończenia studiów w zakresie architektury, urbanistyki lub gospodarki przestrzennej; 5) posiadają dyplom ukończenia studiów w zakresie innym niż określony w pkt 4 oraz ukończyły studia podyplomowe w zakresie planowania przestrzennego, urbanistyki lub gospodarki przestrzennej; 6) są obywatelami państw członkowskich Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) - strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, którzy nabyli kwalifikacje zawodowe do projektowania zagospodarowania przestrzeni i zagospodarowania przestrzennego w skali lokalnej i regionalnej odpowiadające wymaganiom określonym w pkt 4 lub 5. 6. Minister właściwy do spraw klimatu w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa określi, w drodze rozporządzenia, sposób przygotowania projektu

			planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE oraz sposób dokumentowania prac w zakresie planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, uwzględniając możliwość dokonania oceny prawidłowości tych prac.
Art. 15c ust. 1 lit. a (ii) dyrekt ywy (UE) 2023/2 413	(ii) wyłączając obszary Natura 2000 i obszary wskazane w ramach krajowych systemów ochrony przyrody i różnorodności biologicznej, główne szlaki migracyjne ptaków i ssaków morskich, a także inne obszary wyodrębnione na podstawie map wrażliwości i narzędzi, o których mowa w punkcie (iii), z wyjątkiem sztucznych i zabudowanych powierzchni znajdujących się na tych obszarach, takich jak dachy, parkingi czy obszary infrastruktury transportowej;	Art. 160g ust. 3 pkt 2 lit. b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Art. 160g ust. 3 pkt 2 lit. b) wyłączając możliwość określenia tych obszarów na obszarach form ochrony przyrody, o których mowa w art. 6 ust. 1 pkt 1-9 ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody, krajobrazów priorytetowych w rozumieniu art. 2 pkt 16f ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, głównych szlaków migracyjnych ptaków i ssaków oraz na innych obszarach określonych na podstawie map wrażliwości przyrody, za wyjątkiem sztucznych powierzchni, w szczególności dachów, parkingów lub infrastruktury transportowej, znajdujących się na tych obszarach;
Art. 15c ust. 1 lit. a (iii) dyrekt ywy (UE) 2023/2 413	(iii) wykorzystując wszystkie odpowiednie i proporcjonalne narzędzia i zbiory danych w celu identyfikacji obszarów, na których elektrownie wykorzystujące energię odnawialną nie będą miały znaczącego oddziaływania na środowisko, łącznie ze sporządzeniem map wrażliwości dzikiej przyrody, przy uwzględnieniu danych dostępnych w kontekście opracowania spójnej sieci Natura 2000, pod względem zarówno typów siedlisk i gatunków zgodnie z dyrektywą Rady 92/43/EWG (2)*, jak i ptaków i obszarów chronionych zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/147/WE (3)*;	Art. 2 pkt 18b i 160h ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii Art. 20 projektu ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw	Art. 2 pkt 18b) mapy wrażliwości przyrody - mapy w formie cyfrowej, określające obszary terytorium lądowego, polskie obszary morskie oraz obszary wód śródlądowych cenne pod względem przyrodniczym, narażone na niekorzystne oddziaływanie instalacji odnawialnych źródeł energii oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci; Art. 160h. 1. Na potrzeby planów obszarów OZE regionalny dyrektor ochrony środowiska sporządza jedną lub więcej map wrażliwości przyrody. 2. Mapę wrażliwości przyrody publikuje właściwy regionalny dyrektor ochrony środowiska w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej obsługującego go urzędu. 3. Mapa wrażliwości przyrody może być aktualizowana na skutek przeglądu krajowego planu odbudowy zasobów przyrodniczych, o którym mowa w art. 19 Rozporządzenie (UE) 2024/1991 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 24 czerwca 2024 r. w sprawie odbudowy zasobów przyrodniczych i zmiany rozporządzenia (UE) 2022/869 (Dz. U. UE. L. z 2024 r. poz. 1991) oraz w innych uzasadnionych przypadkach. Art. 20. Regionalny dyrektor ochrony środowiska sporządzi po raz pierwszy mapę lub mapy wrażliwości przyrody, o których mowa w art. 160h ust. 1 ustawy zmienianej w art. 8 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy.
Art. 15c ust. 1 lit. b	b) ustanawiają odpowiednie zasady dla obszarów przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych, w tym dotyczące skutecznych środków łagodzących, jakie należy zastosować przy instalacji	Art. 160g ust. 3 pkt 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r.	Art. 160g ust. 3 pkt 3) środki łagodzące, jakie należy zastosować przy lokalizacji poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci, w celu uniknięcia negatywnego oddziaływania na środowisko lub, jeżeli to niemożliwe, znacznego

dyrektywa (UE) 2023/2413	elektrowni wytwarzających energię odnawialną i położonych na tym samym obszarze magazynów energii, a także aktywów niezbędnych do podłączenia tych elektrowni i magazynów do sieci, w celu uniknięcia negatywnego oddziaływania na środowisko, jakie może wystąpić lub, jeśli to niemożliwe, znacznego zmniejszenia tego oddziaływania, w stosownych przypadkach dbając o proporcjonalne i terminowe stosowanie odpowiednich środków łagodzących w celu zapewnienia zgodności z obowiązkami określonymi w art. 6 ust. 2 i art. 12 ust. 1 dyrektywy 92/43/EWG, art. 5 dyrektywy 2009/147/EWG i art. 4 ust. 1 lit. a) ppkt (i) dyrektywy 2000/60/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (4)* oraz w celu uniknięcia pogorszenia i osiągnięcia dobrego stanu ekologicznego lub dobrego potencjału ekologicznego zgodnie z art. 4 ust. 1 lit. a) dyrektywy 2000/60/WE.	o odnawialnych źródłach energii	zmniejszenia tego oddziaływania oraz uniknięcia zabijania lub niepokojenia gatunków objętych ochroną na podstawie przepisów odrębnych, w szczególności środki techniczne dotyczące ograniczenia uciążliwości instalacji odnawialnego źródła energii lub ograniczenie liczby godzin pracy tej instalacji.
Art. 15c ust. 1 akapit 2 dyrektywa (UE) 2023/2413	Zasady, o których mowa w akapicie pierwszym lit. b), są ukierunkowane na specyfikę każdego zidentyfikowanego obszaru przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych, na rodzaje technologii energii odnawialnej, które mają być wdrożone na danym obszarze, oraz na zidentyfikowany wpływ na środowisko.	Art. 160g ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Art. 160g. 1. Plan obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawianego źródła energii, zwany dalej „planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE”, sporządza się w granicach administracyjnych województwa oddzielnie dla danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii.
Art. 15c ust. 1 akapit 3 dyrektywa (UE) 2023/2413	Przestrzeganie zasad, o których mowa w akapicie pierwszym lit. b) niniejszego ustępu, oraz wdrożenie odpowiednich środków łagodzących w ramach poszczególnych projektów skutkuje domniemaniem, że projekty nie są niezgodne ze wspomnianymi wyżej przepisami, nie naruszając przepisów art. 16a ust. 4 i 5 niniejszej dyrektywy. W przypadku gdy nowe środki łagodzące mające na celu zapobieżenie, w jak największym stopniu, zabijaniu lub niepokojeniu gatunków chronionych na mocy dyrektywy 92/43/EWG i 2009/147/WE, lub jakimkolwiek innemu wpływowi na środowisko, nie zostały szeroko przebadane pod kątem ich skuteczności, państwa członkowskie mogą		Przepis ma charakter fakultatywny i nie wymaga implementacji.

	zezwolić na zastosowanie tych środków w odniesieniu do jednego projektu pilotażowego lub kilku projektów pilotażowych przez ograniczony okres, pod warunkiem że skuteczność takich środków łagodzących jest ściśle monitorowana i niezwłocznie podjęte zostaną odpowiednie kroki, jeżeli okażą się one nieskuteczne.		
Art. 15c ust. 1 akapit 4 dyrekt ywy (UE) 2023/2 413	Właściwe organy wyjaśniają w planach wyznaczających obszary przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych, o których mowa w akapicie pierwszym, ocenę przeprowadzoną w celu zidentyfikowania każdego wyznaczonego obszaru przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych na podstawie kryteriów określonych w akapicie pierwszym lit. a) oraz określenia odpowiednich środków łagodzących.	Art. 160i oraz w zw. z art. 160g ust. 3 pkt 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Art. 160i. 1. Sejmik województwa podejmuje uchwałę o przystąpieniu do sporządzenia planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE. 2. Po podjęciu przez sejmik województwa uchwały o przystąpieniu do sporządzania planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, marszałek województwa kolejno: 1) informuje gminy położone na obszarze województwa o przystąpieniu do sporządzenia projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, określając sposoby i miejsce składania wniosków do projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE o wyznaczenie obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii na terenie gminy, który spełnia kryteria określone w art. 160f oraz termin ich składania, nie krótszy jednak niż 21 dni od dnia poinformowania danej gminy. 2) sporządza projekt planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE wraz z uzasadnieniem; 3) występuje o: a) uzgodnienie do: - wójtów (burmistrzów, prezydentów miast) gmin położonych na terenie objętym sporządzanym planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, - właściwego regionalnego dyrektora ochrony środowiska, po uprzednim uzyskaniu opinii, o której mowa w art. 54 ust. 1 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, - właściwego dyrektora parku narodowego w przypadku określenia obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii na sztucznych powierzchniach parku narodowego, - właściwego dyrektora parku krajobrazowego w przypadku określenia obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii na sztucznych powierzchniach parku krajobrazowego, b) opinię do: - wójtów (burmistrzów, prezydentów miast) gmin sąsiadujących z gminami położonymi na terenie objętym sporządzanym planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, - starostów, na których obszarze właściwości znajdują się gminy położone na terenie objętym sporządzanym planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, - właściwego miejscowo przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii,

			- właściwego terytorialnie organu administracji wodnej w zakresie obszarów wód śródlądowych, - geologa wojewódzkiego w zakresie obszarów podpowierzchniowych określając termin składania stanowisk, nie krótszy jednak niż 30 dni i nie dłuższy niż 3 miesiące od dnia tego wystąpienia; 4) wprowadza zmiany do projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE wynikające z przeprowadzonych konsultacji społecznych, uzgodnień i opiniowania; 5) w niezbędnym zakresie ponawia czynności, o których mowa w pkt 3 i 4; 6) przedstawia sejmikowi województwa projekt planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE. 3. Niezajęcie stanowiska przez organ, o którym mowa w ust. 2 pkt 3, w określonym terminie, uznaje się za brak zastrzeżeń do projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE. Środki łagodzące są częścią planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE: Art. 160g ust. 3 pkt 3) środki łagodzące, jakie należy zastosować przy lokalizacji poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci, w celu uniknięcia negatywnego oddziaływania na środowisko lub, jeżeli to niemożliwe, znacznego zmniejszenia tego oddziaływania oraz uniknięcia zabijania lub niepokojenia gatunków objętych ochroną na podstawie przepisów odrębnych w szczególności środki techniczne dotyczące ograniczenia uciążliwości instalacji odnawialnego źródła energii lub ograniczenie liczby godzin pracy tej instalacji, w szczególności środki techniczne dotyczące ograniczenia uciążliwości instalacji odnawialnego źródła energii lub ograniczenie liczby godzin pracy tej instalacji.
Art. 15c ust. 2 dyrektywy (UE) 2023/2413	2. Plany wyznaczające obszary przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych podlegają przed ich przyjęciem ocenie wpływu na środowisko zgodnie z dyrektywą 2001/42/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (5), a jeżeli mogą mieć znaczący wpływ na obszary Natura 2000 – odpowiedniej ocenie zgodnie z art. 6 ust. 3 dyrektywy 92/43/EWG.”.	Art. 21 ust. 2 pkt 31 oraz art. 48 ust. 9 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach	Art. 6. W ustawie z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz.U. z 2024 r. poz. 1112, 1881 i 1940) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 21 w ust. 2 w pkt 37 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 38 w brzmieniu: „38) z zakresu ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 poz. 1361, 1762, 1847 i 1881 oraz z 2025 r. poz. 303 i 759) o sprzeciwach regionalnego dyrektora ochrony środowiska, o których mowa w art. 160n ust. 9 tej ustawy.”; 2) w art. 48 dodaje się ust. 9 w brzmieniu: „9. Nie można odstąpić od przeprowadzenia strategicznej oceny oddziaływania na środowisko dla projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii w rozumieniu art. 2 pkt 19d ustawy z dnia 20 lutego 2015

		oddziaływania na środowisko	r. o odnawialnych źródłach energii, jeżeli wprowadza on nowe lub zmienia istniejące ustalenia związane z wyznaczaniem tych obszarów.”.
Art. 15c ust. 3 dyrektywy (UE) 2023/2413	3. Państwa członkowskie decydują o wielkości obszarów przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych, biorąc pod uwagę specyfikę i wymogi rodzajów technologii, w odniesieniu do których ustanawiają obszary przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych. Zachowując swobodę decydowania o rozmiarze tych obszarów, państwa członkowskie dążą do zapewnienia znacznej powierzchni łącznej tych obszarów oraz do tego, by przyczyniały się one do osiągnięcia celów określonych w niniejszej dyrektywie. W odpowiednich przypadkach plany wyznaczające obszary przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych, o których mowa w ust. 1 akapit pierwszy niniejszego artykułu, są podawane do wiadomości publicznej i podlegają okresowym przeglądom, w szczególności w kontekście aktualizacji zintegrowanych krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu przedłożonych zgodnie z art. 3 i 14 rozporządzenia (UE) 2018/1999.	Art. 160i ust. 1, art. 160k, art. 160l, art. 160j, art. 160m i w zw. z art. 160e ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Art. 160i. 1. Sejmik województwa podejmuje uchwałę o przystąpieniu do sporządzenia planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE. Art. 160k. 1. Plan obszarów przyspieszonego rozwoju OZE uchwała sejmik województwa. 2. Uchwałę w sprawie uchwalenia planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE wraz z dokumentacją prac marszałek województwa przekazuje wojewodzie w celu oceny zgodności z przepisami prawnymi oraz ogłasza w wojewódzkim dzienniku urzędowym. Art. 160l. 1. Koszty sporządzenia planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE lub ich aktualizacji obciążają budżet państwa. 2. Sporządzenie planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE lub ich aktualizacji jest zadaniem z zakresu administracji rządowej realizowanym przez samorząd województwa. Art. 160j. 1. Rada gminy może zwrócić się z wnioskiem do marszałka województwa o wyznaczenie obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii na terenie gminy, która spełnia kryteria określone w art. 160f lub o aktualizację obowiązującego planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE. 2. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, może być również złożony w trakcie składania wniosków, o których mowa w art. 160i ust. 2 pkt 1. 3. Marszałek województwa informuje radę gminy o sposobie rozpatrzenia wniosku, o którym mowa w ust. 1, wraz z uzasadnieniem, w terminie 3 miesięcy od dnia jego wpłynięcia. Art. 160m. 1. Plan obszarów przyspieszonego rozwoju OZE podlega przeglądowi przez marszałka województwa w celu zapewnienia spójności tego planu w szczególności z mapą potencjału odnawialnego źródła energii, strategią rozwoju województwa, planem zagospodarowania przestrzennego województwa, audytem krajobrazowym oraz mapą wrażliwości przyrody. 2. Plan obszarów przyspieszonego rozwoju OZE może podlegać aktualizacji w przypadku aktualizacji dokumentów, o których mowa w ust. 1. 3. Procedurę aktualizacji obowiązującego planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE przeprowadza się w trybie określonym w art. 160g-160k.

			4. Do inwestycji rozpoczętych przed dniem wejścia w życie aktualizacji planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE stosuje się dotychczasowy plan obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, przy czym przez rozpoczęcie inwestycji należy rozumieć dzień rozpoczęcia robót budowlanych związanych z inwestycją albo dzień podjęcia wiążącego zobowiązania do zamówienia urządzeń lub innego zobowiązania, które sprawia, że inwestycja staje się nieodwracalna, z wyłączeniem zakupu gruntów oraz prac przygotowawczych polegających na uzyskiwaniu zezwoleń i wykonywaniu studiów wykonalności, w zależności od tego, które zdarzenie nastąpi wcześniej. Art. 160e ust. 3. Minister właściwy do spraw klimatu, w ramach aktualizacji zintegrowanego krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu, o którym mowa w art. 15ab ustawy – Prawo energetyczne, dokonuje weryfikacji konieczności wprowadzenia zmian w mapach potencjału odnawialnego źródła energii oraz, w przypadku stwierdzenia takiej potrzeby, ich aktualizacji.

Art. 15c ust. 4 dyrektywy (UE) 2023/2413	4. Do dnia 21 maja 2024 r. państwa członkowskie mogą uznać za obszary przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych konkretne obszary, które zostały już wyznaczone jako obszary nadające się do przyspieszonego wdrożenia co najmniej jednego rodzaju technologii energii odnawialnej, pod warunkiem że spełnione są następujące warunki: a) obszary takie znajdują się poza obszarami Natura 2000, obszarami wyznaczonymi w ramach krajowych systemów ochrony przyrody i różnorodności biologicznej oraz wyodrębnionymi szlakami migracyjnymi ptaków; b) plany wyodrębniające takie obszary zostały poddane strategicznej ocenie wpływu na środowisko zgodnie z dyrektywą 2001/42/WE oraz, w odpowiednich przypadkach, ocenie zgodnej z art. 6 ust. 3 dyrektywy 92/43/EWG; c) projekty zlokalizowane na tych obszarach realizowane są z zastosowaniem odpowiednich i proporcjonalnych zasad i środków, mających na celu zaradzenie ewentualnemu negatywnemu wpływowi na środowisko.		Przepis ma charakter fakultatywny i nie wymaga implementacji.
Art. 15c ust. 5 dyrektywy (UE) 2023/2413	5. Właściwe organy stosują procedury i terminy, o których mowa w art. 16a, w odniesieniu do poszczególnych projektów na obszarach przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych.	Art. 160n ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Art. 160n. 1. Realizacja inwestycji w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii lokalizowanej w granicach obowiązującego planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE oraz lokalizowanych na tym obszarze urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do jej przyłączenia do sieci, z uwzględnieniem ust. 9, nie wymaga: 1) uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, o której mowa w art. 71 ust. 1 ustawy z dnia 8 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz ocenach oddziaływania na środowisko ustawy, oraz przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko, o której mowa w art. 59 ust. 1 tej ustawy, w przypadku kwalifikacji instalacji odnawialnego źródła energii: a) wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, do przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko w rozumieniu tej ustawy,

			b) oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do jej przyłączenia do sieci, do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko w rozumieniu tej ustawy; 2) przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000, o której mowa w art. 59 ust. 2 tej ustawy. 2. Przepisu ust. 1 nie stosuje się do planowanych inwestycji mogących znacząco transgranicznie oddziaływać na środowisko, lub w stosunku do których inne państwo powiadomiło, w rozumieniu art. 109 ust. 3 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz ocenach oddziaływania na środowisko, że jest zainteresowane uczestnictwem w postępowaniu w sprawie transgranicznego oddziaływania na środowisko. 3. Wystąpienie z wnioskiem o wydanie decyzji o pozwoleniu na budowę albo dokonanie zgłoszenia budowy lub wykonywania innych robót budowlanych dla inwestycji, o której mowa w ust. 1, jest możliwe po upływie: 1) 30 dni – w przypadku inwestycji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 150 kW, 2) 45 dni – w przypadku inwestycji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 150 kW – od dnia jej zgłoszenia regionalnemu dyrektorowi ochrony środowiska, jeśli w tym czasie organ ten nie wniesie sprzeciwu w drodze decyzji. 4. Zgłoszenia planowanej inwestycji regionalnemu dyrektorowi ochrony środowiska dokonuje się w formie dokumentu elektronicznego w rozumieniu ustawy z dnia 17 lutego 2005 r. o informatyzacji działalności podmiotów realizujących zadania publiczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 1557, 1222 i 1717). 5. Do zgłoszenia, o którym mowa w ust. 4, dołącza się dokumentację zawierającą informacje: 1) o lokalizacji, rodzaju i elementach składowych planowanej inwestycji; 2) potwierdzającą zgodność planowanej inwestycji z ustaleniami planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, w tym z przyjętymi środkami łagodzącymi; 3) o dodatkowych środkach łagodzących przewidzianych przez inwestora. 6. Po otrzymaniu zgłoszenia, o którym mowa w ust. 4, regionalny dyrektor ochrony środowiska niezwłocznie udostępnia informację o zgłoszeniu na stronie Biuletynu Informacji Publicznej wraz z podaniem miejsca, rodzaju oraz charakterystycznych elementów planowanej inwestycji. 7. Do zgłoszenia, o którym mowa w ust. 4, stosuje się przepisy działu II rozdziału 8a ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego, przy czym regionalny dyrektor ochrony środowiska może z urzędu, przed upływem terminu, o którym mowa w ust. 3, wydać zaświadczenie o milczącym załatwieniu sprawy, o którym mowa w art. 122f ust. 3 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania

		administracyjnego. Wydanie zaświadczenia wyłącza możliwość wniesienia sprzeciwu, o którym mowa w ust. 9, oraz uprawnia do wystąpienia z wnioskiem o wydanie decyzji o pozwoleniu na budowę albo dokonania zgłoszenia budowy lub wykonywania innych robót budowlanych dla inwestycji, o której mowa w ust. 1 . 8. Regionalny dyrektor ochrony środowiska w terminach, o których mowa w ust. 3, może wzywać inwestora o przedstawienie dodatkowych, dostępnych informacji w celu dokonania oceny, czy inwestycja jest realizowana w sposób zgodny z planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE. 9. Regionalny dyrektor ochrony środowiska, w drodze decyzji administracyjnej, wnosi sprzeciw w stosunku do zgłoszenia, o którym mowa w ust. 4, w przypadku: 1) stwierdzenia, że planowana inwestycja jest niezgodna z postanowieniami planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, na którym ma być realizowana; 2) stwierdzenia, że planowana inwestycja może oddziaływać w sposób znaczący, niezidentyfikowany w ramach strategicznej oceny oddziaływania na środowisko lub na obszar Natura 2000, a przewidziane w planie obszarów przyspieszonego rozwoju OZE lub przez inwestora środki łagodzące są w tym zakresie niewystarczające; 3) stwierdzenia możliwości wystąpienia znaczącego oddziaływania transgranicznego; 4) gdy inne państwo poinformuje, że jest zainteresowane przeprowadzeniem postępowania w sprawie transgranicznego oddziaływania na środowisko. 10. W przypadku, o którym mowa w ust. 9 pkt 2, regionalny dyrektor ochrony środowiska jednocześnie nakłada obowiązek uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla planowanej inwestycji. Wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach następuje w trybie ustawy z dnia 8 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz ocenach oddziaływania na środowisko ustawy, z zastrzeżeniem, że postępowanie jest prowadzone w zakresie znaczącego oddziaływania niezidentyfikowanego w ramach strategicznej oceny oddziaływania na środowisko lub na obszar Natura 2000, dla którego przewidziane w planie obszarów przyspieszonego rozwoju OZE lub przez inwestora środki łagodzące są niewystarczające. 11. Decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach, o której mowa w ust. 10, wydaje się w terminie 6 miesięcy. 12. W szczególnie uzasadnionych przypadkach, termin, o którym mowa w ust. 11, może być przedłużony o okres nie dłuższy niż kolejne 6 miesięcy. 13. Od sprzeciwu, o którym mowa w ust. 9, przysługuje odwołanie do Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska. Jednocześnie należy zauważyć, że zgodnie z § 4 ust. 4 zasad techniki prawodawczej, w ustawie nie można zamieszczać przepisów nakazujących stosowanie innych aktów normatywnych, w tym umów i aktów, o których mowa w ust. 2. Stąd nie jest możliwe

			wprowadzenie przepisu nakazującego stosowanie art. 160n ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.
Art. 15d dyrektywy (UE) 2023/2413	1. Państwa członkowskie zapewniają udział społeczeństwa w odniesieniu do planów wyznaczających obszary przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych, o których mowa w art. 15c ust. 1 akapit pierwszy, zgodnie z art. 6 dyrektywy 2001/42/WE, w tym określają grupy społeczeństwa, na które mają lub mogą one mieć wpływ. 2. Państwa członkowskie promują społeczną akceptację projektów dotyczących energii odnawialnej poprzez bez pośredni i pośredni udział społeczności lokalnych w projektach.	Art. 160i ust. 2 i 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Art. 160i. 2. Po podjęciu przez sejmik województwa uchwały o przystąpieniu do sporządzania planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, marszałek województwa kolejno: 1) informuje gminy położone na obszarze województwa o przystąpieniu do sporządzenia projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, określając sposoby i miejsce składania wniosków do projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE o wyznaczenie obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii na terenie gminy, który spełnia kryteria określone w art. 160f oraz termin ich składania, nie krótszy jednak niż 21 dni od dnia poinformowania danej gminy. 2) sporządza projekt planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE wraz z uzasadnieniem; 3) występuje o: a) uzgodnienie do: - wójtów (burmistrzów, prezydentów miast) gmin położonych na terenie objętym sporządzanym planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, - właściwego regionalnego dyrektora ochrony środowiska, po uprzednim uzyskaniu opinii, o której mowa w art. 54 ust. 1 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, - właściwego dyrektora parku narodowego w przypadku określenia obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii na sztucznych powierzchniach parku narodowego, - właściwego dyrektora parku krajobrazowego w przypadku określenia obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii na sztucznych powierzchniach parku krajobrazowego, b) opinię do: - wójtów (burmistrzów, prezydentów miast) gmin sąsiadujących z gminami położonymi na terenie objętym sporządzanym planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, - starostów, na których obszarze właściwości znajdują się gminy położone na terenie objętym sporządzanym planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, - właściwego miejscowo przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii, - właściwego terytorialnie organu administracji wodnej w zakresie obszarów wód śródlądowych, - geologa wojewódzkiego w zakresie obszarów podpowierzchniowych określając termin składania stanowisk, nie krótszy jednak niż 30 dni i nie dłuższy niż 3 miesiące od dnia tego wystąpienia;

			4) wprowadza zmiany do projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE wynikające z przeprowadzonych konsultacji społecznych, uzgodnień i opiniowania; 5) w niezbędnym zakresie ponawia czynności, o których mowa w pkt 3 i 4; 6) przedstawia sejmikowi województwa projekt planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE. 3. Niezajęcie stanowiska przez organ, o którym mowa w ust. 2 pkt 3, w określonym terminie, uznaje się za brak zastrzeżeń do projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE.
Art. 16a ust.1 dyrektywy (UE) 2023/2413	1. Państwa członkowskie dopilnowują, by proces wydawania zezwoleń, o którym mowa w art. 16 ust. 1, w przypadku projektów dotyczących energii odnawialnej realizowanych na obszarach przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych nie trwał dłużej niż 12 miesięcy. Jednakże w przypadku projektów dotyczących energii z morskich źródeł odnawialnych proces wydawania zezwoleń nie może trwać dłużej niż dwa lata. Jeżeli jest to należyte uzasadnione ze względu na wystąpienie nadzwyczajnych okoliczności, państwa członkowskie mogą przedłużyć te okresy o maksymalnie sześć miesięcy. Państwa członkowskie wyraźnie informują podmiot realizujący projekt o nadzwyczajnych okolicznościach uzasadniających takie przedłużenie.	Ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. - Prawo budowlane Kodeks Postępowania Administracyjnego Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Proces dotyczący wydawania zezwoleń na realizację konkretnej inwestycji w zakresie instalacji OZE nie jest regulowany w jednym akcie prawnym lub w postaci jednego pozwolenia czy decyzji. Łączna długość trwania procesu określona jest przez sumę poszczególnych przepisów znajdujących się w różnych ustawach. Są to następujące ustawy: 1) Ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (art. 64 ust. 1 pkt 1): Art. 64. 1. Przepisy art. 51 ust. 2-3, art. 52, art. 53 ust. 1a-1d, 3-5a i 5c-5f oraz art. 54-56 stosuje się odpowiednio do decyzji o warunkach zabudowy, z tym że: 1) termin, o którym mowa w art. 51 ust. 2, wynosi 90 dni, a w przypadku decyzji o warunkach zabudowy dotyczącej: a) obiektu budowlanego, o którym mowa w art. 29 ust. 1 pkt 1a ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. - Prawo budowlane, termin ten wynosi 21 dni, b) biogazowni rolniczej spełniającej warunki określone w art. 4 ust. 1 ustawy z dnia 13 lipca 2023 r. o ułatwieniach w przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie biogazowni rolniczych, a także ich funkcjonowaniu (Dz.U. poz. 1597), termin ten wynosi 65 dni; 2) Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. - Prawo budowlane (art. 54 ust. 1, art. 55 i art. 56 ust. 2): Art. 54. 1. Do użytkowania obiektu budowlanego, na budowę którego wymagana jest decyzja o pozwoleniu na budowę albo zgłoszenie budowy, o której mowa w art. 29 ust. 1 pkt 1-2, można przystąpić, z zastrzeżeniem art. 55 i art. 57, po zawiadomieniu organu nadzoru budowlanego o zakończeniu budowy, jeżeli organ ten, w terminie 14 dni od dnia doręczenia zawiadomienia, nie zgłosi sprzeciwu w drodze decyzji. Przepis art. 30 ust. 6a stosuje się. Art. 55. 1. Przed przystąpieniem do użytkowania obiektu budowlanego należy uzyskać decyzję o pozwoleniu na użytkowanie, jeżeli: 1) na budowę obiektu budowlanego jest wymagane pozwolenie na budowę i jest on zaliczony do kategorii: a) V, IX-XVI, b) XVII - z wyjątkiem warsztatów rzemieślniczych, stacji obsługi pojazdów, myjni samochodowych i garaży do pięciu stanowisk włącznie,

		Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. - Prawo ochrony środowiska Zarządzenia Prezesa Państwowego Gospodarstwa Wodnego Wody Polskie ws. procedury gospodarowania mieniem Skarbu Państwa będącym we władaniu Państwowego Gospodarstwa Wodnego Wody Polskie Regionalnych Zarządów Gospodarki Wodnej – wydawane w oparciu o dział 6 ustawy z dnia 20 lipca	c) XVIII - z wyjątkiem obiektów magazynowych: budynki składowe, chłodnie, hangary i wiaty, a także budynków kolejowych: nastawnie, podstacje trakcyjne, lokomotywownie, wagonownie, strażnice przejazdowe i myjnie taboru kolejowego, d) XX, e) XXII - z wyjątkiem placów składowych, postojowych i parkingów, f) XXIV - z wyjątkiem stawów rybnych, g) XXVII - z wyjątkiem jazów, wałów przeciwpowodziowych, opasek i ostróg brzegowych oraz rowów melioracyjnych, h) XXVIII-XXX - o których mowa w załączniku do ustawy; 2) zachodzą okoliczności, o których mowa w art. 49 ust. 5 albo art. 51 ust. 4; 3) przystąpienie do użytkowania obiektu budowlanego ma nastąpić przed wykonaniem wszystkich robót budowlanych. 1a. Decyzja, o której mowa w ust. 1 pkt 3, może obejmować: 1) obiekt budowlany lub jego część; 2) niektóre z obiektów budowlanych objętych jedną decyzją o pozwoleniu na budowę lub zgłoszeniem budowy, o którym mowa w art. 29 ust. 1 pkt 1 i 2. 1b. Decyzja, o której mowa w ust. 1 pkt 3, może być wydana, jeżeli oddawane do użytkowania obiekty budowlane lub ich części mogą samodzielnie funkcjonować zgodnie z przeznaczeniem. 2. Inwestor zamiast dokonania zawiadomienia o zakończeniu budowy może wystąpić z wnioskiem o wydanie decyzji o pozwoleniu na użytkowanie. Art. 56. 2. Niezajęcie stanowiska przez organy, wymienione w ust. 1, w terminie 14 dni od dnia otrzymania zawiadomienia, traktuje się jak niezgłoszenie sprzeciwu lub uwag. 3) Ustawa z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego (art. 35 par. 3): Art. 35. § 3. Załatwienie sprawy wymagającej postępowania wyjaśniającego powinno nastąpić nie później niż w ciągu miesiąca, a sprawy szczególnie skomplikowanej - nie później niż w ciągu dwóch miesięcy od dnia wszczęcia postępowania, zaś w postępowaniu odwoławczym - w ciągu miesiąca od dnia otrzymania odwołania. 4) Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (art. 7 ust. 8d⁷ i ust. 8g³): Art. 7. 8d⁷. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej: 1) potwierdza złożenie zgłoszenia, o którym mowa w ust. 8d4, odnotowując datę jego złożenia; 2) jest obowiązane dokonać przyłączenia do sieci mikroinstalacji na podstawie zgłoszenia, o którym mowa w ust. 8d4, w terminie 30 dni od dokonania tego zgłoszenia. Art. 7. 8g³. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła jest obowiązane wydać warunki przyłączenia w terminie:

		2017 r. - Prawo wodne	1) 30 dni od dnia złożenia wniosku, w przypadku gdy do sieci ciepłowniczej mają być przyłączone węzły ciepłownicze zasilające obiekty odbiorców ciepła lub pompy ciepła o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 MW, spełniające kryterium szacunkowego przeciętnego współczynnika wydajności sezonowej obliczonego zgodnie ze wzorem określonym w art. 116 ust. 1b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, oraz w przypadku gdy do zewnętrznej instalacji odbiorczej za węzłem grupowym, należącej do przedsiębiorstwa energetycznego, ma być przyłączona instalacja w obiekcie odbiorcy; 2) 3 miesiące od dnia złożenia wniosku, w przypadku gdy do sieci ciepłowniczej mają być przyłączane źródła ciepła, z wyjątkiem pomp ciepła, o których mowa w pkt 1. 5) Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (art. 11a ust. 1 i 2): Art. 11a. 1. Prezes URE dokonuje wpisu wytwórcy do rejestru wytwórców energii w małej instalacji lub do rejestru wytwórców biogazu w terminie 21 dni od dnia wpływu do niego wniosku o wpis wraz z oświadczeniami, o których mowa odpowiednio w art. 10 ust. 2 lub 2a, z wyjątkiem wpisu wytwórcy energii w instalowanej na budynku małej instalacji wykorzystującej do wytwarzania energii energię promieniowania słonecznego, którego to wpisu Prezes URE dokonuje w terminie 14 dni od dnia wpływu wniosku o wpis wraz z oświadczeniami, o których mowa w art. 10 ust. 2. 2. Jeżeli Prezes URE nie dokona wpisu w terminie, o którym mowa w ust. 1, a od dnia wpływu do niego wniosku upłynęło: 1) 28 dni, 2) 21 dni - w przypadku gdy wniosek dotyczy wytwórcy energii w instalowanej na budynku małej instalacji wykorzystującej do wytwarzania energii energię promieniowania słonecznego - wytwórca może rozpocząć działalność, której dotyczy ten wniosek. 6) Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (art. 3): Art. 3. Lokalizacja elektrowni wiatrowej następuje wyłącznie na podstawie planu miejscowego. 7) Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. - Prawo ochrony środowiska (art. 209 ust. 1): Art. 209. 1. Organ właściwy do wydania pozwolenia przedstawia ministrowi właściwemu do spraw klimatu albo podmiotowi, o którym mowa w art. 213 ust. 1, zapis wniosku w postaci elektronicznej, za pomocą środków komunikacji elektronicznej, w terminie 14 dni od dnia jego otrzymania. 8) Zarządzenia Prezesa Państwowego Gospodarstwa Wodnego Wody Polskie ws. procedury gospodarowania mieniem Skarbu Państwa będącym we władaniu Państwowego Gospodarstwa Wodnego Wody Polskie Regionalnych Zarządów

			Gospodarki Wodnej – wydawane w oparciu o dział 6 ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. - Prawo wodne (§ 4 ust. 1): § 4. 1. Termin załatwienia spraw wynosi do 120 dni, liczonych od chwili złożenia kompletnego wniosku, jest jednak uzależniony od terminu uzyskania wymaganych zgód. Ustawy te, jak np. ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii czy też ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane zawierają uproszczenia proceduralne oraz wyłączenia dla mniejszych instalacji OZE. Przykładowo, mikroinstalacja podlega jedynie zgłoszeniu a mała instalacja wpisowi do rejestru. Nie wymaga decyzji o pozwoleniu na budowę wykonywanie robót budowlanych dotyczących instalacji OZE o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW wykorzystującej hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej, mikroinstalacji biogazu rolniczego, urządzeń fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 150 kW. Dodatkowo, projekt ustawy o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw zwolnienie z uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000 co jest najbardziej czasochłonnym etapem procesu (art. 160n ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii). Biorąc pod uwagę powyższe, przykładowo dla lądowej energetyki wiatrowej powyżej 1 MW mocy zainstalowanej na długość procedur administracyjnych na OPRO będą składać się uzyskanie warunków przyłączenia (do 150 dni), uzyskanie pozwolenia na budowę (30), uzyskanie pozwolenia na użytkowanie (30), uzyskanie koncesji (60). Z kolei dla drugiej z dominujących technologii a zatem fotowoltaiki powyżej 1 MW mocy zainstalowanej na długość procedur administracyjnych będą składać się uzyskanie warunków przyłączenia (do 150 dni), uzyskanie pozwolenia na budowę (30), zawiadomienie PSP o zakończeniu budowy (14), zawiadomienie o zakończeniu budowy (14), uzyskanie koncesji (60).
Art. 16a ust.2 dyrektywy (UE) 2023/2413	2. Procedura wydawania zezwoleń na rozbudowę źródła energii w elektrowniach wytwarzających odnawialną energię elektryczną, na nowe instalacje o mocy elektrycznej poniżej 150 kW, na położone w tym samym obszarze magazyny energii, w tym instalacje energetyczne i termiczne, a także na ich podłączenia do sieci, jeśli obiekty te znajdują się na obszarach przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł	Ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym	Proces dotyczący wydawania zezwoleń na realizację konkretnej inwestycji w zakresie instalacji OZE jest regulowany w jednym akcie prawnym lub w postaci jednego pozwolenia czy decyzji. Łączna długość trwania procesu określona jest przez sumę poszczególnych przepisów znajdujących się w różnych ustawach. Są to następujące ustawy: 1) Ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (art. 64 ust. 1 pkt 1):

	odnawialnych, nie może trwać dłużej niż sześć miesięcy. Jednakże w odniesieniu do projektów dotyczących morskiej energii wiatrowej procedura wydawania zezwoleń nie może trwać dłużej niż 12 miesięcy. Jeżeli jest to należycie uzasadnione ze względu na wystąpienie nadzwyczajnych okoliczności, na przykład w związku z nadrzędnymi względami bezpieczeństwa, gdy projekt rozbudowy źródła energii w istotny sposób wpływa na sieć lub na pierwotną moc, wielkość lub wydajność instalacji, państwa członkowskie mogą przedłużyć okres sześciu miesięcy o maksymalnie trzy miesiące, a w przypadku projektów dotyczących morskiej energii wiatrowej okres 12 miesięcy o maksymalnie sześć miesięcy. Państwa członkowskie wyraźnie informują podmiot realizujący projekt o nadzwyczajnych okolicznościach uzasadniających takie przedłużenie terminu.	Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. - Prawo budowlane Kodeks Postępowania Administracyjnego Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. - Prawo ochrony środowiska Zarządzenia Prezesa	Art. 64. 1. Przepisy art. 51 ust. 2-3, art. 52, art. 53 ust. 1a-1d, 3-5a i 5c-5f oraz art. 54-56 stosuje się odpowiednio do decyzji o warunkach zabudowy, z tym że: 1) termin, o którym mowa w art. 51 ust. 2, wynosi 90 dni, a w przypadku decyzji o warunkach zabudowy dotyczącej: a) obiektu budowlanego, o którym mowa w art. 29 ust. 1 pkt 1a ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. - Prawo budowlane, termin ten wynosi 21 dni, b) biogazowni rolniczej spełniającej warunki określone w art. 4 ust. 1 ustawy z dnia 13 lipca 2023 r. o ułatwieniach w przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie biogazowni rolniczych, a także ich funkcjonowaniu (Dz.U. poz. 1597), termin ten wynosi 65 dni; 2) Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. - Prawo budowlane (art. 54 ust. 1, art. 55 i art. 56 ust. 2): Art. 54. 1. Do użytkowania obiektu budowlanego, na budowę którego wymagana jest decyzja o pozwoleniu na budowę albo zgłoszenie budowy, o której mowa w art. 29 ust. 1 pkt 1-2, można przystąpić, z zastrzeżeniem art. 55 i art. 57, po zawiadomieniu organu nadzoru budowlanego o zakończeniu budowy, jeżeli organ ten, w terminie 14 dni od dnia doręczenia zawiadomienia, nie zgłosi sprzeciwu w drodze decyzji. Przepis art. 30 ust. 6a stosuje się.; Art. 55. 1. Przed przystąpieniem do użytkowania obiektu budowlanego należy uzyskać decyzję o pozwoleniu na użytkowanie, jeżeli: 1) na budowę obiektu budowlanego jest wymagane pozwolenie na budowę i jest on zaliczony do kategorii: a) V, IX-XVI, b) XVII - z wyjątkiem warsztatów rzemieślniczych, stacji obsługi pojazdów, myjni samochodowych i garaży do pięciu stanowisk włącznie, c) XVIII - z wyjątkiem obiektów magazynowych: budynki składowe, chłodnie, hangary i wiaty, a także budynków kolejowych: nastawnie, podstacje trakcyjne, lokomotywnie, wagonownie, strażnice przejazdowe i myjnie taboru kolejowego, d) XX, e) XXII - z wyjątkiem placów składowych, postojowych i parkingów, f) XXIV - z wyjątkiem stawów rybnych, g) XXVII - z wyjątkiem jazów, wałów przeciwpowodziowych, opasek i ostróg brzegowych oraz rowów melioracyjnych, h) XXVIII-XXX - o których mowa w załączniku do ustawy; 2) zachodzą okoliczności, o których mowa w art. 49 ust. 5 albo art. 51 ust. 4; 3) przystąpienie do użytkowania obiektu budowlanego ma nastąpić przed wykonaniem wszystkich robót budowlanych. 1a. Decyzja, o której mowa w ust. 1 pkt 3, może obejmować: 1) obiekt budowlany lub jego część;

		Państwowego Gospodarstwa Wodnego Wody Polskie ws. procedury gospodarowania mieniem Skarbu Państwa będącym we władaniu Państwowego Gospodarstwa Wodnego Wody Polskie Regionalnych Zarządów Gospodarki Wodnej – wydawane w oparciu o dział 6 ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. - Prawo wodne	2) niektóre z obiektów budowlanych objętych jedną decyzją o pozwoleniu na budowę lub zgłoszeniem budowy, o którym mowa w art. 29 ust. 1 pkt 1 i 2. 1b. Decyzja, o której mowa w ust. 1 pkt 3, może być wydana, jeżeli oddawane do użytkowania obiekty budowlane lub ich części mogą samodzielnie funkcjonować zgodnie z przeznaczeniem. 2. Inwestor zamiast dokonania zawiadomienia o zakończeniu budowy może wystąpić z wnioskiem o wydanie decyzji o pozwoleniu na użytkowanie. 2) Art. 56. 2. Niezajęcie stanowiska przez organy, wymienione w ust. 1, w terminie 14 dni od dnia otrzymania zawiadomienia, traktuje się jak niezgłoszenie sprzeciwu lub uwag. 3) Ustawa z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego (art. 35 par. 3): Art. 35. § 3. Załatwienie sprawy wymagającej postępowania wyjaśniającego powinno nastąpić nie później niż w ciągu miesiąca, a sprawy szczególnie skomplikowanej - nie później niż w ciągu dwóch miesięcy od dnia wszczęcia postępowania, zaś w postępowaniu odwoławczym - w ciągu miesiąca od dnia otrzymania odwołania. 4) Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (art. 7 ust. 8d7 i ust. 8g3): Art. 7. 8d⁷. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej: 1) potwierdza złożenie zgłoszenia, o którym mowa w ust. 8d4, odnotowując datę jego złożenia; 2) jest obowiązane dokonać przyłączenia do sieci mikroinstalacji na podstawie zgłoszenia, o którym mowa w ust. 8d4, w terminie 30 dni od dokonania tego zgłoszenia.; Art. 7. 8g³. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła jest obowiązane wydać warunki przyłączenia w terminie: 1) 30 dni od dnia złożenia wniosku, w przypadku gdy do sieci ciepłowniczej mają być przyłączone węzły cieplne zasilające obiekty odbiorców ciepła lub pompy ciepła o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 MW, spełniające kryterium szacunkowego przeciętnego współczynnika wydajności sezonowej obliczonego zgodnie ze wzorem określonym w art. 116 ust. 1b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, oraz w przypadku gdy do zewnętrznej instalacji odbiorczej za węzłem grupowym, należącej do przedsiębiorstwa energetycznego, ma być przyłączona instalacja w obiekcie odbiorcy; 2) 3 miesięcy od dnia złożenia wniosku, w przypadku gdy do sieci ciepłowniczej mają być przyłączane źródła ciepła, z wyjątkiem pomp ciepła, o których mowa w pkt 1. 5) Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (art. 11a ust. 1 i 2): Art. 11a. 1. Prezes URE dokonuje wpisu wytwórcy do rejestru wytwórców energii w małej instalacji lub do rejestru wytwórców biogazu w terminie 21 dni od dnia wpływu

			do niego wniosku o wpis wraz z oświadczeniami, o których mowa odpowiednio w art. 10 ust. 2 lub 2a, z wyjątkiem wpisu wytwórcy energii w instalowanej na budynku małej instalacji wykorzystującej do wytwarzania energii energię promieniowania słonecznego, którego to wpisu Prezes URE dokonuje w terminie 14 dni od dnia wpływu wniosku o wpis wraz z oświadczeniami, o których mowa w art. 10 ust. 2. 2. Jeżeli Prezes URE nie dokona wpisu w terminie, o którym mowa w ust. 1, a od dnia wpływu do niego wniosku upłynęło: 1) 28 dni, 2) 21 dni - w przypadku gdy wniosek dotyczy wytwórcy energii w instalowanej na budynku małej instalacji wykorzystującej do wytwarzania energii energię promieniowania słonecznego - wytwórca może rozpocząć działalność, której dotyczy ten wniosek. 6) Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (art. 3): Art. 3. Lokalizacja elektrowni wiatrowej następuje wyłącznie na podstawie planu miejscowego.; 7) Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. - Prawo ochrony środowiska (art. 209 ust. 1): Art. 209. 1. Organ właściwy do wydania pozwolenia przedstawia ministrowi właściwemu do spraw klimatu albo podmiotowi, o którym mowa w art. 213 ust. 1, zapis wniosku w postaci elektronicznej, za pomocą środków komunikacji elektronicznej, w terminie 14 dni od dnia jego otrzymania. 8) Zarządzenia Prezesa Państwowego Gospodarstwa Wodnego Wody Polskie ws. procedury gospodarowania mieniem Skarbu Państwa będącym we władaniu Państwowego Gospodarstwa Wodnego Wody Polskie Regionalnych Zarządów Gospodarki Wodnej – wydawane w oparciu o dział 6 ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. - Prawo wodne (§ 4 ust. 1): § 4. 1. Termin załatwienia spraw wynosi do 120 dni, liczonych od chwili złożenia kompletnego wniosku, jest jednak uzależniony od terminu uzyskania wymaganych zgód. Ustawy te, jak np. ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii czy też ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane zawierają uproszczenia proceduralne oraz wyłączenia dla mniejszych instalacji OZE. Przykładowo, mikroinstalacja podlega jedynie zgłoszeniu a mała instalacja wpisowi do rejestru. Nie wymaga decyzji o pozwoleniu na budowę wykonywanie robót budowlanych dotyczących instalacji OZE o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW wykorzystującej hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej, mikroinstalacji biogazu rolniczego, urządzeń fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 150 kW.

			Dodatkowo, projekt ustawy o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw zwolnienie z uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000 co jest najbardziej czasochłonnym etapem procesu.
Art. 16a ust.3 akapit 1 dyrekt ywy (UE) 2023/2 413	3. Bez uszczerbku dla ust. 4 i 5 niniejszego artykułu, w drodze odstępstwa od art. 4 ust. 2 oraz pkt 3 lit. a), b), d), h), i) oraz pkt 6 lit. c), samodzielnie lub w związku z pkt 13 lit. a), załącznika II do dyrektywy 2011/92/UE i, w zakresie projektów dotyczących energii odnawialnej, nowe wnioski w sprawie elektrowni wykorzystujących energię odnawialną, w tym elektrowni łączących różne rodzaje technologii energii odnawialnej, a także w sprawie rozbudowy źródła energii w elektrowniach wykorzystujących odnawialną energię elektryczną na wyznaczonych obszarach przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych dla danej technologii i położonych na tym samym obszarze magazynów energii oraz podłączenia takich elektrowni i magazynów do sieci są zwolnione z wymogu przeprowadzenia specjalnej oceny oddziaływania na środowisko zgodnie z art. 2 ust. 1 dyrektywy 2011/92/UE, pod warunkiem że projekty te są zgodne z art. 15c ust. 1 lit. b) niniejszej dyrektywy. To zwolnienie nie ma zastosowania do projektów, które mogą powodować znaczące skutki w środowisku innego państwa członkowskiego, lub na żądanie państwa członkowskiego, które może być dotknięte takimi skutkami, zgodnie z art. 7 dyrektywy 2011/92/UE.	Art. 160n ust. 1 i 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Art. 160n. 1. Realizacja inwestycji w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii lokalizowanej w granicach obowiązującego planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE oraz lokalizowanych na tym obszarze urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do jej przyłączenia do sieci, z uwzględnieniem ust. 9, nie wymaga: 1) uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, o której mowa w art. 71 ust. 1 ustawy z dnia 8 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz ocenach oddziaływania na środowisko ustawy, oraz przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko, o której mowa w art. 59 ust. 1 tej ustawy, w przypadku kwalifikacji instalacji odnawialnego źródła energii: a) wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, do przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko w rozumieniu tej ustawy, b) oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do jej przyłączenia do sieci, do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko w rozumieniu tej ustawy; 2) przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000, o której mowa w art. 59 ust. 2 tej ustawy. 2. Przepisu ust. 1 nie stosuje się do planowanych inwestycji mogących znacząco transgranicznie oddziaływać na środowisko lub w stosunku, do których inne państwo powiadomiło, w rozumieniu art. 109 ust. 3 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz ocenach oddziaływania na środowisko, że jest zainteresowane uczestnictwem w postępowaniu w sprawie transgranicznego oddziaływania na środowisko.
Art. 16a ust.3 akapit 2 dyrekt ywy (UE)	Na zasadzie odstępstwa od art. 6 ust. 3 dyrektywy 92/43/EWG elektrownie wykorzystujące energię odnawialną, o których mowa w akapicie pierwszym niniejszego ustępu, nie podlegają ocenie ich skutków dla obszarów Natura 2000, pod warunkiem że te projekty dotyczące energii odnawialnej są zgodne z zasadami i środkami ustalonymi na podstawie art. 15c ust. 1 lit. b) niniejszej dyrektywy.	Art. 160n ust. 1 pkt 2 i ust. 9 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Art. 160n. 1. Realizacja inwestycji w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii lokalizowanej w granicach obowiązującego planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE oraz lokalizowanych na tym obszarze urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do jej przyłączenia do sieci, z uwzględnieniem ust. 9, nie wymaga: 2) przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000, o której mowa w art. 59 ust. 2 tej ustawy. 9. Regionalny dyrektor ochrony środowiska, w drodze decyzji administracyjnej, wnosi sprzeciw w stosunku do zgłoszenia, o którym mowa w ust. 4, w przypadku:

2023/2 413			2) stwierdzenia, że planowana inwestycja może oddziaływać w sposób znaczący, niezidentyfikowany w ramach strategicznej oceny oddziaływania na środowisko lub na obszar Natura 2000, a przewidziane w planie obszarów przyspieszonego rozwoju OZE lub przez inwestora środki łagodzące są w tym zakresie niewystarczające;
Art. 16a ust.4 akapit 1 dyrekt ywy (UE) 2023/2 413	4. Właściwe organy przeprowadzają kontrolę wniosków, o których mowa w ust. 3 niniejszego artykułu. Celem takiej kontroli jest ustalenie, czy występuje duże prawdopodobieństwo, że którykolwiek z projektów dotyczących energii odnawialnej może spowodować znaczące nieprzewidziane niekorzystne skutki z uwagi na wrażliwość środowiskową obszarów geograficznych, na których są one zlokalizowane, których to skutków nie zidentyfikowano pod czas oceny wpływu na środowisko planów wyznaczających obszary przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych, o których mowa w art. 15c ust. 1 akapit pierwszy niniejszej dyrektywy, przeprowadzonej zgodnie z dyrektywą 2001/42/WE oraz, w stosownych przypadkach, z dyrektywą 92/43/EWG. Taka kontrola ma również na celu ustalenie, czy którykolwiek z takich projektów dotyczących energii odnawialnej wchodzi w zakres art. 7 dyrektywy 2011/92/UE ze względu na prawdopodobieństwo spowodowania przez dany projekt znaczących skutków w środowisku innego państwa członkowskiego lub na wniosek państwa członkowskiego, które może zostać znacząco dotknięte takimi skutkami.	Art. 160n ust. 8 i 9 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Art. 160n. 8. Regionalny dyrektor ochrony środowiska w terminach, o których mowa w ust. 3, może wzywać inwestora o przedstawienie dodatkowych, dostępnych informacji w celu dokonania oceny czy inwestycja jest realizowana w sposób zgodny z planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE. 9. Regionalny dyrektor ochrony środowiska, w drodze decyzji administracyjnej, wnosi sprzeciw w stosunku do zgłoszenia, o którym mowa w ust. 4, w przypadku: 1) stwierdzenia, że planowana inwestycja jest niezgodna z postanowieniami planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, na którym ma być realizowana; 2) stwierdzenia, że planowana inwestycja może oddziaływać w sposób znaczący, niezidentyfikowany w ramach strategicznej oceny oddziaływania na środowisko lub na obszar Natura 2000, a przewidziane w planie obszarów przyspieszonego rozwoju OZE lub przez inwestora środki łagodzące są w tym zakresie niewystarczające; 3) stwierdzenia możliwości wystąpienia znaczącego oddziaływania transgranicznego; 4) gdy inne państwo poinformuje, że jest zainteresowane przeprowadzeniem postępowania w sprawie transgranicznego oddziaływania na środowisko.
Art. 16a ust.4 akapit 2 dyrekt ywy (UE) 2023/2 413	Do celów takiej kontroli podmiot realizujący projekt przekazuje informacje w zakresie właściwości projektu dotyczącego energii odnawialnej, jego zgodności z przepisami i środkami wskazanymi zgodnie z art. 15c ust. 1 lit. b) w odniesieniu do danego obszaru przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych, w zakresie wszelkich dodatkowych środków przedsięwziętych przez podmiot realizujący projekt oraz w zakresie sposobu, w jaki w środkach tych uwzględniono wpływ na środowisko. Właściwy organ może zwrócić się do podmiotu realizującego projekt o dostarczenie dodatkowych, dostępnych informacji. Termin na ukończenie kontroli w zakresie wniosków	Art. 160n ust. 3 i 4 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Art. 160n. 3. Wystąpienie z wnioskiem o wydanie decyzji o pozwoleniu na budowę albo dokonanie zgłoszenia budowy lub wykonywania innych robót budowlanych dla inwestycji, o której mowa w ust. 1, jest możliwe po upływie: 1) 30 dni – w przypadku inwestycji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 150 kW, 2) 45 dni – w przypadku inwestycji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 150 kW – od dnia jej zgłoszenia regionalnemu dyrektorowi ochrony środowiska, jeśli w tym czasie organ ten nie wniesie sprzeciwu w drodze decyzji. 4. Zgłoszenia planowanej inwestycji regionalnemu dyrektorowi ochrony środowiska dokonuje się w formie dokumentu elektronicznego w rozumieniu ustawy z dnia 17 lutego 2005 r. o informatyzacji działalności podmiotów realizujących zadania publiczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 1557, 1222 i 1717).

	dotyczących nowych elektrowni wytwarzających energię odnawialną upływa po 45 dniach od daty przedłożenia niezbędnych informacji wystarczających do tego celu. Jednakże w przypadku wniosków dotyczących instalacji o mocy elektrycznej poniżej 150 kW i nowych wniosków o rozbudowę źródła energii w elektrowniach wytwarzających odnawialną energię elektryczną termin na ukończenie kontroli wynosi 30 dni.		
Art. 16a ust.5 akapit 1 dyrekt yw (UE) 2023/2 413	5. Po przeprowadzeniu kontroli wnioski, o których mowa w ust. 3 niniejszego artykułu, zostają zatwierdzone pod kątem środowiskowym bez konieczności wyraźnej decyzji właściwego organu, chyba że właściwy organ przyjmie należycie umotywowaną w świetle wyraźnych dowodów decyzję administracyjną, w której stwierdzi, że dany projekt może z dużym prawdopodobieństwem spowodować znaczące nieprzewidziane niekorzystne skutki ze względu na wrażliwość środowiskową obszaru geograficznego, na którym projekt jest zlokalizowany, których to skutków nie można złagodzić środkami określonymi w planach wyznaczających obszary przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych lub proponowanymi przez podmiot realizujący projekt. Decyzje takie podaje się do wiadomości publicznej. Takie projekty dotyczące energii odnawialnej podlegają ocenie oddziaływania na środowisko zgodnie z dyrektywą 2011/92/UE oraz, w stosownych przypadkach, ocenie na podstawie dyrektywy 92/43/EWG, które prze prowadzi się w ciągu sześciu miesięcy od dnia decyzji administracyjnej określającej duże prawdopodobieństwo wystąpienia znaczących nieprzewidzianych niekorzystnych skutków. Jeżeli jest to należycie uzasadnione ze względu na wystąpienie nadzwyczajnych okoliczności, można przedłużyć ten okres sześciu miesięcy maksymalnie o sześć miesięcy.	Art. 160n ust. 6 i 7, 9-13 oraz art. 168 pkt 30, art. 169 ust. 1 pkt 3, ust. 6 i 7, art. 170 pkt 4 i art. 175 ust. 4 i 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Art. 160n. 6. Po otrzymaniu zgłoszenia, o którym mowa w ust. 4, regionalny dyrektor ochrony środowiska niezwłocznie udostępnia informację o zgłoszeniu na stronie Biuletynu Informacji Publicznej, wraz z podaniem miejsca, rodzaju oraz charakterystycznych elementów planowanej inwestycji. 7. Do zgłoszenia, o którym mowa w ust. 4, stosuje się przepisy działu II rozdziału 8a ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego, przy czym regionalny dyrektor ochrony środowiska może z urzędu, przed upływem terminu, o którym mowa w ust. 3, wydać zaświadczenie o milczącym załatwieniu sprawy, o którym mowa w art. 122f ust. 3 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego. Wydanie zaświadczenia wyłącza możliwość wniesienia sprzeciwu, o którym mowa w ust. 9, oraz uprawnia do wystąpienia z wnioskiem o wydanie decyzji o pozwoleniu na budowę albo dokonania zgłoszenia budowy lub wykonywania innych robót budowlanych dla inwestycji, o której mowa w ust. 1. 9. Regionalny dyrektor ochrony środowiska, w drodze decyzji administracyjnej, wnosi sprzeciw w stosunku do zgłoszenia, o którym mowa w ust. 4, w przypadku: 1) stwierdzenia, że planowana inwestycja jest niezgodna z postanowieniami planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, na którym ma być realizowana; 2) stwierdzenia, że planowana inwestycja może oddziaływać w sposób znaczący, niezidentyfikowany w ramach strategicznej oceny oddziaływania na środowisko lub na obszar Natura 2000, a przewidziane w planie obszarów przyspieszonego rozwoju OZE lub przez inwestora środki łagodzące są w tym zakresie niewystarczające; 3) stwierdzenia możliwości wystąpienia znaczącego oddziaływania transgranicznego; 4) gdy inne państwo poinformuje, że jest zainteresowane przeprowadzeniem postępowania w sprawie transgranicznego oddziaływania na środowisko. 10. W przypadku, o którym mowa w ust. 9 pkt 2, regionalny dyrektor ochrony środowiska jednocześnie nakłada obowiązek uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla planowanej inwestycji. Wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach następuje w trybie ustawy z dnia 8 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz ocenach oddziaływania na środowisko ustawy, z zastrzeżeniem, że postępowanie jest prowadzone w zakresie znaczącego oddziaływania

			niezidentyfikowanego w ramach strategicznej oceny oddziaływania na środowisko lub na obszar Natura 2000, dla którego przewidziane w planie obszarów przyspieszonego rozwoju OZE lub przez inwestora środki łagodzące są niewystarczające. 11. Decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach, o której mowa w ust. 10, wydaje się w terminie 6 miesięcy. 12. W szczególnie uzasadnionych przypadkach, termin, o którym mowa w ust. 11, może być przedłużony o okres nie dłuższy niż kolejne 6 miesięcy. 13. Od sprzeciwu, o którym mowa w ust. 9, przysługuje odwołanie do Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska.”; Art. 168 pkt 30: 30) realizuje lub zrealizował inwestycję, o której mowa w art. 160n ust. 1, w sposób niezgodny z planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, w tym z przyjętymi środkami łagodzącymi, o których mowa w art. 160g ust. 3 pkt 3. Art. 169 ust. 1 pkt 3: 3) pkt 30 - wymierza wojewódzki inspektor ochrony środowiska Art. 169 ust. 6 i 7: 6. Od decyzji, o której mowa w ust. 1 pkt 3, przysługuje odwołanie do Głównego Inspektora Ochrony Środowiska. 7. Do postępowania w sprawie kar pieniężnych, o których mowa w art. 168 pkt 30, stosuje się odpowiednio przepisy działu III ustawy z dnia 29 sierpnia 1997 r. – Ordynacja podatkowa (Dz. U. z 2025 r. poz. 111, z późn. zm.), z tym że uprawnienia organów podatkowych przysługują wojewódzkiemu inspektorowi ochrony środowiska. Art. 170 pkt 4: 4) pkt 30 – wynosi od 5000 zł do 1 000 000 zł. Art. 175 ust. 4 i 5: 4. Kary pieniężne, o których mowa w art. 168 pkt 30 uiszcza się w terminie 7 dni od dnia, w którym decyzja o wymierzeniu kary stała się ostateczna. 5. Wpływy z tytułu kar pieniężnych, o których mowa w art. 168 pkt 30, stanowią dochód budżetu państwa i są wnoszone na rachunek bankowy właściwego wojewódzkiego inspektoratu ochrony środowiska.
Art. 16a ust.5 akapit 2 dyrektywy (UE)	W uzasadnionych okolicznościach, w tym gdy jest to potrzebne do przyspieszenia wdrażania energii odnawialnej, aby osiągnąć cele w zakresie klimatu i energii odnawialnej, państwa członkowskie mogą zwolnić z takich ocen projekty dotyczące energii wiatrowej i fotowoltaicznej.		Przepis ma charakter fakultatywny i nie wymaga implementacji.

2023/2 413			
Art. 16a ust.5 akapit 3 dyrekt ywy (UE) 2023/2 413	Jeśli państwa członkowskie zwalniają z tych ocen projekty dotyczące energii wiatrowej i fotowoltaicznej, operator musi przyjąć proporcjonalne środki łagodzące lub, jeżeli takie środki łagodzące nie są dostępne, środki kompensacyjne, które, jeżeli inne proporcjonalne środki kompensacyjne nie są dostępne, mogą przyjąć formę rekompensaty pieniężnej, w celu zaradzenia wszelkim niekorzystnym skutkom. W przypadku gdy te niekorzystne skutki mają wpływ na ochronę gatunków, operator wypłaca rekompensatę pieniężną na rzecz programów ochrony gatunków przez okres eksploatacji elektrowni wykorzystującej energię odnawialną i w celu zapewnienia lub poprawy stanu ochrony danych gatunków.		Przepis ma charakter fakultatywny i nie wymaga implementacji.
Art. 16a ust. 6 dyrekt ywy (UE) 2023/2 413	6. W procedurze wydawania zezwoleń, o której mowa w ust. 1 i 2, państwa członkowskie zapewniają, aby brak odpowiedzi właściwych organów w ustanowionym terminie skutkował uznaniem poszczególnych pośrednich kroków administracyjnych za zatwierdzone, z wyjątkiem przypadków, gdy dany projekt dotyczący energii odnawialnej podlega ocenie oddziaływania na środowisko zgodnie z ust. 5 lub gdy w krajowym systemie prawnym danego państwa członkowskiego nie istnieje zasada milczącej zgody administracyjnej. Ustęp ten nie ma zastosowania do ostatecznych decyzji w procedurze wydawania zezwoleń, które muszą być jednoznaczne. Wszystkie decyzje są udostępniane publicznie.	Art. 160n ust. 7 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Art. 160n. 7. Do zgłoszenia, o którym mowa w ust. 4, stosuje się przepisy działu II rozdziału 8a ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego, przy czym regionalny dyrektor ochrony środowiska może z urzędu, przed upływem terminu, o którym mowa w ust. 3, wydać zaświadczenie o milczącym załatwieniu sprawy, o którym mowa w art. 122f ust. 3 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego. Wydanie zaświadczenia wyłącza możliwość wniesienia sprzeciwu, o którym mowa w ust. 9, oraz uprawnia do wystąpienia z wnioskiem o wydanie decyzji o pozwoleniu na budowę albo dokonania zgłoszenia budowy lub wykonywania innych robót budowlanych dla inwestycji, o której mowa w ust. 1.

ODWRÓCONA TABELA ZGODNOŚCI

1.	Nr celex / nr naturalny / zmiany dyrektywy	
	Implementacja	
2.	Tytuł dyrektywy	
	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652 (Dz. Urz. UE L 2023/2413 z 31.10.2023).	
3.	<i>Instytucja odpowiedzialna za wdrożenie dyrektywy</i>	
	Ministerstwo Klimatu i Środowiska	
4.	Akt prawny, na mocy którego wdrażane są przepisy dyrektywy	
	1. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361, 1847 i 1881 oraz z 2025 r. poz. 303, 759 i 1218); 2. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266, 834, 859, 1847 i 1881 oraz z 2025 r. poz. 303, 759 i 1218); 3. Ustawa z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie województwa (Dz. U. z 2025 r. poz. 581); 4. Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. z 2024 r. poz. 1112, 1881 i 1940).	
5.	Treść przepisu projektu ustawy wykraczający poza implementację prawa UE	Uzasadnienie wprowadzenia
1	2	3
	Art. 1. W ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2025 r. poz. 498) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 3 w pkt 3 po wyrazach „sieć średniego” dodaje się wyrazy „lub wysokiego”; 2) po art. 3 dodaje się art. 3a w brzmieniu:	Projekt ustawy uzyskał wpis do Wykazu prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów pod numerem UD162. Podstawowym celem projektu ustawy jest wprowadzenie ułatwień dla realizacji inwestycji w zakresie morskich farm wiatrowych.

	„Art. 3a. 1. Więcej niż jedna morska farma wiatrowa może wykorzystywać tę samą stację elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu lub zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementy. 2. W przypadku, o którym mowa w ust. 1, odcinek sieci średniego lub wysokiego napięcia bezpośrednio łączący morskie turbiny wiatrowe danej morskiej farmy wiatrowej z wykorzystywaną wspólnie z inną morską farmą wiatrową stacją elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu może przebiegać przez obszar morskiej farmy wiatrowej, wspólnie z którą ta stacja jest wykorzystywana. 3. W przypadku, o którym mowa w ust. 1, art. 7 ust. 1f ustawy - Prawo energetyczne nie stosuje się.”; 3) w art. 4 dotychczasową treść oznacza się jako ust. 1 i dodaje się ust. 2 w brzmieniu: „2. Wytwórca, któremu na zasadach określonych w rozdziale 3 albo w rozdziale 4 przyznano prawo do pokrycia ujemnego salda w odniesieniu do energii elektrycznej wytworzonej w danej morskiej farmie wiatrowej lub jej części i wprowadzonej do sieci lub energii elektrycznej, o której mowa w art. 40 ust. 3, nie może ponownie ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda w odniesieniu do energii elektrycznej wytworzonej w danej morskiej farmie wiatrowej lub jej części i wprowadzonej do sieci lub energii elektrycznej, o której mowa w art. 40 ust. 3, na zasadach określonych w rozdziale 4.”; 4) w art. 5 ust. 6 otrzymuje brzmienie: „6. W przypadku gwarancji, o której mowa w ust. 2 pkt 2, dokumentem potwierdzającym ustanowienie zabezpieczenia jest oryginał tej gwarancji zawierający co najmniej następujące dane: 1) imię i nazwisko oraz adres zamieszkania albo nazwę i adres siedziby wytwórcy; 2) numer NIP, o ile wytwórcy nadano ten numer; 3) lokalizację i moc zainstalowaną elektryczną morskiej farmy wiatrowej, dla której ustanowiono gwarancję; 4) dane gwaranta; 5) wskazanie, że wyłącznym beneficjentem gwarancji jest Prezes URE; 6) datę i miejsce udzielenia gwarancji; 7) sumę gwarancji wyrażoną w złotych; 8) okres obowiązywania gwarancji;	

	9) zobowiązanie do wypłaty sumy gwarancyjnej bezwarunkowo i niezwłocznie, po zgłoszeniu pierwszego żądania zapłaty przez Prezesa URE.”; 5) w art. 6: a) w ust. 1 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „1. Wytwórcy przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda w odniesieniu do energii elektrycznej wytworzonej w danej morskiej farmie wiatrowej lub jej części i wprowadzonej do sieci na podstawie udzielonej koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w okresie 25 lat od pierwszego dnia okresu, za który wytwórca wystąpił o pokrycie ujemnego salda, przy czym nie wcześniej niż od dnia:”; b) po ust. 1 dodaje się ust. 1a i 1b w brzmieniu: „1a. Termin, od którego wytwórcy będzie przysługiwać prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w ust. 1, nie może przypadać później niż termin, o którym mowa w art. 15 ust. 2 pkt 4 albo art. 31 ust. 4 pkt 5, z uwzględnieniem art. 24 albo art. 35. 1b. Wytwórca, w okresie, o którym mowa w ust. 1, składa co miesiąc wnioski o pokrycie ujemnego salda w odniesieniu do całej zarejestrowanej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe ilości energii elektrycznej wytworzonej i wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej w danym okresie sprawozdawczym, za wyjątkiem energii elektrycznej, o której mowa w art. 9 ust. 1, aż do momentu osiągnięcia ilości energii elektrycznej, o której mowa w art. 7 ust. 1.”; c) w ust. 2 po wyrazach „(Dz. Urz. UE L 112 z 27.04.2016, str. 1)” dodaje się wyrazy „, zwanego dalej „rozporządzeniem 2016/631,”; 6) po art. 6 dodaje się art. 6a w brzmieniu: „Art. 6a. 1. Przed uzyskaniem koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej wytwórca, w okresie 12 miesięcy od dnia uzyskania dla morskiej farmy wiatrowej lub jej części tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION) w rozumieniu rozporządzenia 2016/631, ma prawo sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej lub jej części. 2. Prawo, o którym mowa w ust. 1, nie wyłącza obowiązku rozliczenia energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej lub jej części	

	i wprowadzonej do sieci, w okresie, o którym mowa w ust. 1, na rynku bilansującym energii elektrycznej w rozumieniu art. 3 pkt 40a ustawy - Prawo energetyczne. 3. W przypadku gdy morska farma wiatrowa jest budowana i oddawana do użytkowania etapami, rozpoczęcie biegu okresu, o którym mowa w art. 6 ust. 1, dla pierwszego etapu, jest jednoznaczne z utratą prawa, o którym mowa w ust. 1, w odniesieniu do całej morskiej farmy wiatrowej, chyba że morska farma wiatrowa posiada opomiarowanie umożliwiające dokładne i prawidłowe rozróżnienie pochodzenia energii. 4. Energia elektryczna wytworzona w morskiej farmie wiatrowej lub jej części i wprowadzona do sieci w okresie, o którym mowa w ust. 1, nie jest objęta prawem do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 6 ust. 1.”; 7) w art. 9 w ust. 1 wyrazy „art. 19 ust. 1 pkt 3” zastępuje się wyrazami „art. 16 ust. 2 pkt 3”; 8) w art. 10: a) w ust. 3: - wzór otrzymuje brzmienie: $„PI_c = \sum_{i=u}^j \left(PI_i * \prod_i (1 + r_i) \right) Pk”$ - w oznaczeniu symbolu „r_i” kropkę zastępuje się przecinkiem i dodaje się oznaczenie symbolu „Pk” w brzmieniu: „Pk – stosunek mocy zainstalowanej elektrycznej objętej wnioskiem o udzielenie lub zmianę koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej do mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej, o której mowa w art. 18 ust. 4 albo art. 31 ust. 4 pkt 2, z uwzględnieniem art. 22 albo art. 32.”, b) w ust. 4 w oznaczeniu symbolu „C_o” w oznaczeniu symbolu „C_s” po wyrazach „w art. 38 ust. 5” dodaje się wyrazy „, z uwzględnieniem art. 38 ust. 5a i 5b”, c) w ust. 6 w oznaczeniu symbolu „C_s” po wyrazach „w art. 38 ust. 5” dodaje się wyrazy „, z uwzględnieniem art. 38 ust. 5a i 5b”,	

	d) po ust. 6 dodaje się ust. 6a w brzmieniu: „6a. W przypadku, o którym mowa w art. 3a, gdy pomoc inwestycyjna została przeznaczona na realizację inwestycji w zakresie morskiej stacji transformatorowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementów, wykorzystywanych przez więcej niż jedną morską farmę wiatrową, zwaną dalej „inwestycją wspólną”: 1) wartość pomocy inwestycyjnej oblicza się proporcjonalnie do ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 4 i 6, w odniesieniu do każdej z morskich farm wiatrowych wykorzystujących inwestycję wspólną, na którą została przeznaczona pomoc inwestycyjna; 2) obowiązek złożenia oświadczenia, o którym mowa w ust. 5, obejmuje wszystkich wytwórców, ubiegających się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 albo w rozdziale 4, wykorzystujących inwestycję wspólną, na którą została przeznaczona pomoc inwestycyjna; 3) złożenie wniosku, o którym mowa w ust. 5, w odniesieniu do każdej kolejnej morskiej farmy wiatrowej wykorzystującej inwestycję wspólną, na którą została przyznana pomoc inwestycyjna, uprawnia do obliczenia ceny skorygowanej, w sposób, o którym mowa w pkt 1, w odniesieniu do każdej morskiej farmy wiatrowej wykorzystującej daną inwestycję wspólną, dla której złożono wniosek, o którym mowa w ust. 5; 4) złożenie wniosku, o którym mowa w ust. 5, w odniesieniu do każdej kolejnej morskiej farmy wiatrowej wykorzystującej inwestycję wspólną, na którą została przyznana pomoc inwestycyjna, wymaga aktualizacji ceny skorygowanej w odniesieniu do każdej morskiej farmy wiatrowej wykorzystującej daną inwestycję wspólną, dla której wcześniej złożono wniosek, o którym mowa w ust. 5; 5) postanowienia ust. 6 i 7 stosuje się odpowiednio do każdego z wytwórców, ubiegających się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 albo w rozdziale 4, wykorzystujących inwestycję, na którą została przeznaczona pomoc inwestycyjna.”; 9) w art. 11 po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu:	

	„2a. W przypadku gdy zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, do którego zbycia doszło zgodnie z art. 58-61, był wykorzystywany przez więcej niż jedną morską farmę wiatrową zgodnie z art. 3a: 1) analizę, o której mowa w ust. 2 pkt 1 składa się w odniesieniu do każdej z morskich farm wiatrowych, które wykorzystywały zbyty zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy; 2) kalkulację ceny skorygowanej, o której mowa w ust. 2 pkt 2, przeprowadza się proporcjonalnie do mocy zainstalowanej każdej z morskich farm wiatrowych, które wykorzystywały zbyty zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.”; 10) w art. 18 ust. 8 po wyrazie „informuje” dodaje się wyrazy „operatora rozliczeń energii odnawialnej i”; 11) w art. 24: a) w ust. 1: - w pkt 1: -- w lit. b po wyrazach „awarię elektrowni jądrowej” dodaje się wyrazy „lub awarię o znacznych rozmiarach w krajowym systemie elektroenergetycznym”; -- w lit. b średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. c oraz część wspólną w brzmieniu: „c) wystąpienie stanu epidemii lub stanu zagrożenia epidemicznego o charakterze i w rozmiarach przekraczających możliwości działania właściwych organów administracji rządowej i organów jednostek samorządu terytorialnego - o okres nie dłuższy niż od dnia wystąpienia działania siły wyższej do dnia ustania skutków siły wyższej uniemożliwiających wytwórcy realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej;”; - w pkt 3 po wyrazie „odpowiedzialności” dodaje się wyrazy „o okres nie dłuższy niż 12 miesięcy licząc od dnia upływu terminu, o którym mowa w art. 15 ust. 2 pkt 4”; b) w ust. 3: - w pkt 3 wyrazy „3 miesiące” zastępuje się wyrazami „120 dni”;	

	- dodaje się pkt 4 w brzmieniu: „4) w przypadku, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, dokumentację potwierdzającą brak możliwości realizacji inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej w okresie działania skutków siły wyższej.”, c) w ust. 4 w pkt 2 skreśla się wyrazy „i skutkami ich zaistnienia”; 12) w art. 26: a) po ust. 1 dodaje się ust. 1a–1d w brzmieniu: „1a. Wytwórca może ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w niniejszym rozdziale w odniesieniu do dwóch morskich farm wiatrowych, zlokalizowanych w granicach tego samego obszaru określonego w załączniku nr 2 do ustawy. W przypadku gdy obie morskie farmy wiatrowe wygrały tę samą aukcję, przepisów art. 3a oraz art. 7 ust. 1f ustawy - Prawo energetyczne nie stosuje się. 1b. W przypadku, o którym mowa w ust. 1a: 1) sumaryczna moc zainstalowana obu morskich farm wiatrowych nie może przekraczać maksymalnej mocy zainstalowanej wynikającej z pozwolenia na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń wydanego dla przedsięwzięcia zlokalizowanego w granicach danego obszaru określonego w załączniku nr 2 do ustawy oraz 2) moc zainstalowana każdej z morskich farm wiatrowych, o których mowa w ust. 1a, nie może być mniejsza niż 25% maksymalnej mocy zainstalowanej wynikającej z pozwolenia na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń wydanego dla przedsięwzięcia zlokalizowanego w granicach danego obszaru określonego w załączniku nr 2 do ustawy. 1c. Wytwórca, któremu przyznano prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3, może ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w niniejszym rozdziale w odniesieniu do drugiej morskiej farmy wiatrowej, zlokalizowanej w granicach tego samego obszaru określonego w załączniku nr 1 do ustawy. Przepisów art. 3a oraz art. 7 ust. 1f ustawy - Prawo energetyczne nie stosuje się.	

	1d. W przypadku, o którym mowa w ust. 1c, moc zainstalowana elektryczna drugiej morskiej farmy wiatrowej, zlokalizowanej w granicach tego samego obszaru określonego w załączniku nr 1 do ustawy, nie może być większa niż różnica między maksymalną mocą zainstalowaną elektryczną wynikającą z pozwolenia na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń wydanego dla przedsięwzięcia zlokalizowanego w granicach danego obszaru określonego w załączniku nr 1 do ustawy, a mocą zainstalowaną elektryczną farmy zlokalizowanej w granicach obszaru określonego w załączniku nr 1 dla której wytwórca uzyskał prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3, wskazaną w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1 lub art. 22 ust. 1.”, b) w ust. 4: - w pkt 3 skreśla się wyrazy „lub umowach” oraz przed wyrazami „morskiej” dodaje się wyraz „danej”, c) w ust. 5: - pkt 1 otrzymuje brzmienie: „1) oryginał lub poświadczoną kopię wstępnych warunków przyłączenia albo umowy o przyłączenie danej morskiej farmy wiatrowej do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej;” - w pkt 3 wyrazy „przedsięwzięć zlokalizowanych w wyłącznej strefie ekonomicznej” zastępuje się wyrazami „danej morskiej farmy wiatrowej”, - w pkt 4 przed wyrazami „morskiej” dodaje się wyraz „danej”, - uchyla się pkt 6, - w pkt 7 przed wyrazami „morskiej” dodaje się wyraz „danej”, - pkt 8 otrzymuje brzmienie: „8) mapę potwierdzającą, że dana morska farma wiatrowa jest zlokalizowana w granicach obszaru, o którym mowa w ust. 1;”, - dodaje się pkt 10 w brzmieniu: „10) złożone pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń oświadczenie o następującej treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997	

	r. - Kodeks karny oświadczam, że przedsiębiorstwo nie znajduje się w trudnej sytuacji w rozumieniu art. 2 pkt 18 lit. a-c lub e rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (Dz. Urz. UE L 187 z 26.06.2014, str. 1, z późn. zm.) oraz, że na przedsiębiorstwie nie ciąży obowiązek zwrotu pomocy publicznej, wynikający z decyzji Komisji Europejskiej uznającej taką pomoc za niezgodną z prawem oraz z rynkiem wewnętrznym”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywego oświadczenia.”, d) po ust. 5 dodaje się ust. 5a w brzmieniu: „5a. W przypadkach, o których mowa w ust. 1a i 1c wytwórca zamiast dokumentów wskazanych w ust. 5 pkt 2, 3 i 8 może dołączyć tożsame dokumenty dla całego obszaru wskazanego w załączniku 1 lub 2 do ustawy, na którym będzie zlokalizowana dana morska farma wiatrowa, o ile uwzględniają moc zainstalowaną elektryczną obu morskich farm wiatrowych zlokalizowanych na tym obszarze. Mapa, o której mowa w ust. 5 pkt 8, musi precyzyjnie wskazywać granice obu morskich farm wiatrowych.”, e) uchyla się ust. 6; 13) w art. 27: a) ust. 2: - pkt 1 otrzymuje brzmienie: „1) wniosek o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji nie spełnia wymagań, o których mowa w art. 26 ust. 4-5a, z uwzględnieniem ust. 2a, lub”, - uchyla się pkt 3, - dodaje się pkt 4 w brzmieniu: „4) dla morskiej farmy wiatrowej, o której mowa w art. 26 ust. 1c, wskazana we wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji moc zainstalowana elektryczna morskiej farmy wiatrowej, o której mowa w art. 26 ust. 4 pkt 2 przekracza wartość, o której mowa w art. 33 ust. 2a.”,	

	b) po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu: „2a. W przypadku przedłożenia przez wytwórcę wszystkich prawidłowych dokumentów, o których mowa w art. 26 ust. 5, za wyjątkiem dokumentu, o którym mowa w art. 26 ust. 5 pkt 2, Prezes URE może, na wniosek wytwórcy, wydać wstępne zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji.”, c) po ust. 4 dodaje się ust. 5-7 w brzmieniu: „5. Termin ważności wstępnego zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w ust. 2a, wynosi 12 miesięcy od dnia jego wydania i nie może być dłuższy niż termin ważności dokumentów, o których mowa w art. 26 ust. 5 pkt 1 i 3. 6. Wstępne zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji nie uprawnia do udziału w aukcji. 7. Prezes URE w terminie 14 dni od dnia uzupełnienia przez wytwórcę wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji o dokument, o którym mowa w art. 26 ust. 5 pkt 2, dokonuje ponownej oceny formalnej tego wniosku i wydaje zaświadczenie o dopuszczeniu do udziału w aukcji albo odmawia jego wydania. Przepisy art. 27 ust. 2 i 4 stosuje się.”; 14) w art. 29 w ust. 5 wyrazy „ust. 3 pkt 2” zastępuje się wyrazami „ust. 3 pkt 4”; 15) w art. 30: a) ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. Prezes URE: 1) informuje o terminie przeprowadzenia sesji aukcji nie później niż 3 miesiące przed dniem jej rozpoczęcia; 2) zamieszcza ogłoszenie o aukcji w Biuletynie Informacji Publicznej URE nie później niż 30 dni przed terminem przeprowadzenia sesji aukcji.”, b) w ust. 2: - pkt 4 otrzymuje brzmienie: „4) informację o maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji, określonej w art. 29 ust. 3 lub na podstawie art. 29 ust. 6 lub art. 29 ust. 8;”,	

	- pkt 6 otrzymuje brzmienie: „6) informację o dostępnej, na dzień ogłoszenia o aukcji, maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych dla poszczególnych miejsc przyłączenia do sieci;”; c) po ust. 2 dodaje się ust. 2a-2d w brzmieniu: „2a. Operator systemu przesyłowego, na wniosek Prezesa URE, na potrzeby informacji, o której mowa w ust. 2 pkt 6, przekazuje informacje o dostępnej maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych dla poszczególnych miejsc przyłączenia do sieci na podstawie uzgodnionego przez Prezesa URE planu rozwoju przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem energii, o którym mowa w art. 16 ustawy - Prawo energetyczne, nie później niż w terminie 7 dni od dnia otrzymania wniosku. 2b. Operator systemu przesyłowego, w informacji, o której mowa w ust. 2a uwzględnia informacje o maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych dla poszczególnych miejsc przyłączenia do sieci, dla której nie wydano warunków przyłączenia wytwórcom, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 48 ust. 2. 2c. Prezes URE w informacji, o której mowa w ust. 2 pkt 6, uwzględnia także moc zainstalowaną elektryczną: 1) dla której nie zostało przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 albo w rozdziale 4, oraz 2) o którą obniżono moc zainstalowaną elektryczną morskiej farmy wiatrowej na podstawie art. 21 ust. 1, art. 22 ust. 1, art. 32 ust. 1 oraz art. 33 ust. 5 pkt 1 - dla poszczególnych miejsc przyłączenia do sieci. 2d. W okresie między dniem zamieszczenia przez Prezesa URE ogłoszenia o aukcji a podaniem do publicznej wiadomości wyników aukcji, o których mowa w art. 34 ust. 2 pkt 1, a w przypadku, o którym mowa w 33 ust. 5 pkt 1 – ich aktualizacji zgodnie z ust. 6, wnioski, o których mowa w art. 48 ust. 1, w przypadku złożenia oświadczenia art. 48 ust. 2, nie podlegają rozpatrzeniu.”; d) uchyla się ust. 4;	

	e) ust. 5 otrzymuje brzmienie: „5. W przypadku, o którym mowa w ust. 6, Prezes URE niezwłocznie publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE informację o nierozstrzygnięciu aukcji oraz maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej, która powiększa maksymalną łączną moc zainstalowaną elektryczną morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze kolejnej aukcji.”, f) w ust. 6 uchyla się drugie zdanie; g) po ust. 7 dodaje się ust. 7a w brzmieniu: „7a. Określone przez Prezesa URE koszty utrzymania, rozbudowy i modyfikacji internetowej platformy aukcyjnej pokrywa operator rozliczeń energii odnawialnej ze środków opłaty OZE, o której mowa w art. 95 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii, na podstawie dyspozycji Prezesa URE.”, h) ust. 8 otrzymuje brzmienie: „8. Prezes URE ustala regulamin aukcji nie później niż 30 dni przed dniem przeprowadzenia pierwszej sesji aukcji.”, i) w ust. 9 dodaje się pkt 8 w brzmieniu: „8) informację o terminie i sposobie złożenia dokumentu potwierdzającego ustanowienie zabezpieczenia, o którym mowa w art. 5.”; 16) w art. 31: a) w ust. 4: - w pkt 2 średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się wyrazy „zgodne z zaświadczeniem o dopuszczeniu do udziału w aukcji;”, - w pkt 6 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 7–9 w brzmieniu: „7) złożone pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń o następującej treści „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. - Kodeks karny oświadczam, że przedsiębiorstwo nie znajduje się w trudnej sytuacji w rozumieniu art. 2 pkt 18 lit. a-c lub e rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego	

	niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (Dz. Urz. UE L 187 z 26.06.2014, str. 1, z późn. zm.) oraz, że na przedsiębiorstwie nie ciąży obowiązek zwrotu pomocy publicznej, wynikający z decyzji Komisji Europejskiej uznającej taką pomoc za niezgodną z prawem oraz z rynkiem wewnętrznym.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywego oświadczenia; 8) oświadczenie o braku wytworzenia energii elektrycznej w danej morskiej farmie wiatrowej po raz pierwszy przed zamknięciem sesji aukcji; 9) informacje o planowanej dacie rozpoczęcia i zakończenia sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu wsparcia.”, b) w ust. 9 kropkę zastępuje się przecinkiem i dodaje się wyrazy: „lub jeżeli w ofercie zostanie wskazane więcej niż jedno miejsce przyłączenia, o którym mowa w ust. 4 pkt 3.”; 17) po art. 31 dodaje się art. 31a w brzmieniu: „Art. 31a. Minister właściwy do spraw klimatu ogłasza w drodze obwieszczenia w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”: 1) kurs wymiany euro, przyjęty do obliczenia maksymalnej ceny określonej w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 31 ust. 11; 2) maksymalną cenę, określoną w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 31 ust. 11, w przeliczeniu na euro zgodnie z kursem, o którym mowa w pkt 1.”; 18) w art. 32 w ust. 1 po wyrazach „art. 31 ust. 4 pkt 2” dodaje się wyrazy „oraz aktualizacji informacji, o której mowa w art. 31 ust. 4 pkt 6”; 19) w art. 33: a) w ust. 1: - w pkt 1 po wyrazie „cenę” dodaje się wyraz „sprzedaży”, - pkt 2 otrzymuje brzmienie: „2) złożone przez nich oferty łącznie nie przekroczyły 100% maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych dla danego miejsca przyłączenia, o której mowa w art. 30 ust. 2 pkt 6,	

	i 90% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych objętej wszystkimi ofertami oraz”, - dodaje się pkt 3 w brzmieniu: „3) złożone przez nich oferty łącznie nie przekroczyły 100% maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych, o której mowa w art. 30 ust. 2 pkt 4, z uwzględnieniem ust. 4.”, b) ust. 2 otrzymuje brzmienie: „2. Oferty, których wygrana w aukcji powodowałaby przekroczenie 100% maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych w miejscu przyłączenia, o której mowa w art. 30 ust. 2 pkt 6, nie wygrywają aukcji, a przy rozstrzyganiu aukcji brane są pod uwagę następne w kolejności oferty z najniższą ceną sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej.”, c) po ust. 2 dodaje się ust. 2a i 2b w brzmieniu: „2a. Łączna maksymalna moc zainstalowana objęta wygranymi ofertami, które zostały złożone na podstawie art. 26 ust. 1c, dla której może zostać przyznane wsparcie w ramach wszystkich aukcji, nie może przekroczyć 200 MW. 2b. Oferty złożone na podstawie art. 26 ust. 1c, których wygrana w aukcji powodowałaby przekroczenie limitu mocy maksymalnej elektrycznej, o którym w ust. 2a, nie wygrywają aukcji, a przy rozstrzyganiu aukcji brane są pod uwagę następne w kolejności oferty z najniższą ceną sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej.”, d) w ust. 4: - pkt 1 otrzymuje brzmienie: „1) w ofercie uczestnika aukcji, który jako pierwszy nie spełnił warunku, o którym mowa w ust. 1 pkt 3: a) wielkość mocy zainstalowanej, o którą jego oferta przekracza moc zainstalowaną elektryczną, o której mowa w art. 30 ust. 2 pkt 4, jest nie większa niż 500 MW, b) wielkość mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej wskazanej w jego ofercie nie powodowałaby	

	przekroczenia 100% maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych w miejscu przyłączenia, o której mowa w art. 30 ust. 2 pkt 6 i 90% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych objętej wszystkimi ofertami,” - uchyla się pkt 2, - w pkt 3 po wyrazach „art. 29 ust. 6” dodaje się wyrazy „lub art. 29 ust. 8”, - w pkt 4 wyrazy „takiego następnego w kolejności uczestnika aukcji” zastępuje się wyrazami „uczestnika, o którym mowa w pkt 1”, - w części wspólnej wyrazy „uczestnik, o którym mowa w pkt 1,” zastępuje się wyrazami „uczestnik ten”, e) w ust. 5: - we wprowadzeniu do wyliczenia zdanie pierwsze otrzymuje brzmienie: „5. W przypadku gdy pozostała moc zainstalowana elektryczna objęta aukcją jest mniejsza od mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej wskazanej w ofercie uczestnika aukcji, o którym mowa w ust. 4 pkt 1, a jego oferta nie spełnia wyłącznie warunków, o których mowa w ust. 4 pkt 1 lit. a lub pkt 3, Prezes URE powiadamia tego uczestnika aukcji o wielkości pozostałej mocy zainstalowanej elektrycznej objętej tą aukcją.”, - pkt 1 otrzymuje brzmienie: „1) wyraził zgodę na zmianę oferty przez obniżenie mocy zainstalowanej elektrycznej objętej ofertą do wysokości dostępnej pozostałej mocy zainstalowanej elektrycznej objętej aukcją oraz zaktualizował informację, o której mowa w art. 31 ust. 4 pkt 6, taki uczestnik wygrywa aukcję;”; 20) w art. 34: a) w ust. 5 w pkt 1 przed wyrazem „oraz” dodaje się wyrazy „, , miejsca przyłączenia wskazanego w ofercie”, b) w ust. 7 wyrazy „w terminie 5 dni roboczych” zastępuje się wyrazami „niezwłocznie, nie później niż w terminie 14 dni”; 21) w art. 35 dotychczasową treść oznacza się jako ust. 1 i dodaje się ust. 2 w brzmieniu:	

	„2. Prezes URE wyraża zgodę, o której mowa w ust. 1, albo odmawia jej wyrażenia w drodze decyzji, w terminie 30 dnia otrzymania kompletnego wniosku.”; 22) w art. 36 po wyrazie „publicznym” dodaje się wyrazy „oraz informacje dotyczące sytuacji ekonomicznej, w tym sprawozdania finansowe za okres 3 ostatnich lat obrotowych, sporządzane zgodnie z przepisami o rachunkowości”; 23) w art. 38: a) w ust. 5 w pkt 2 wyraz „rozstrzygnięcia” zastępuje się wyrazami „zamknięcia sesji”; b) po ust. 5 dodaje się ust. 5a i 5b w brzmieniu: „5a. W przypadku gdy wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych, o którym mowa w ust. 5, przekracza wartość średniookresowego celu inflacyjnego określonego przez Radę Polityki Pieniężnej w założeniach polityki pieniężnej, o których mowa w art. 12 ust. 1 ustawy z dnia 29 sierpnia 1997 r. o Narodowym Banku Polskim (Dz. U. z 2022 r. poz. 2025), ogłoszonych w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej "Monitor Polski" na dany rok, waloryzacji, o której mowa w ust. 5 pkt 2, dokonuje się wartością wskaźnika waloryzacji równego poziomowi średniookresowego celu inflacyjnego. 5b. W przypadku przekazania Prezesowi URE informacji, o której mowa w ust. 4 - w okresie opóźnienia w realizacji zobowiązania, o którym mowa w art. 15 ust. 2 pkt 4 lub art. 31 ust. 4 pkt 5 cena wskazana w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, albo w decyzji zmieniającej tę decyzję na podstawie art. 20 ust. 5, albo wynikająca z oferty, o której mowa w art. 31 ust. 1, albo cena skorygowana, o której mowa w art. 11 ust. 3, a także cena skorygowana, o której mowa w art. 10 ust. 4 i 6, nie podlegają waloryzacji.”; c) po ust. 6 dodaje się ust. 6a w brzmieniu: „6a. W przypadku, o którym mowa w art. 3a, ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci ustala się metodą proporcjonalną w stosunku do ilości energii elektrycznej wytworzonej w poszczególnych morskich farmach wiatrowych wykorzystujących tę samą stację elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu lub zespół urządzeń służących do wyprowadzenia	

	mocy lub jego elementy, na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, o których mowa w art. 47 ust. 2.”, d) w ust. 7 pkt 2 otrzymuje brzmienie: „2) w okresie, w którym operator systemu przesyłowego albo operator systemu dystrybucyjnego nie gwarantuje niezawodnych dostaw energii, o którym mowa w art. 54, o ilości energii elektrycznej, która nie została wytworzona w morskiej farmie wiatrowej w poszczególnych okresach rozliczania niezbilansowania na skutek redysponowania morskiej farmy wiatrowej przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego nieopartego na zasadach rynkowych lub redysponowania morskiej farmy wiatrowej, o którym mowa w art. 40 ust. 3 pkt 1a – określone na podstawie systemu, o którym mowa w art. 47 ust. 1 pkt 2;”, e) po ust. 7 dodaje się ust. 7a w brzmieniu: „7a. W przypadku, o którym mowa w art. 3a, dane, o których mowa w ust. 7, określane są metodą proporcjonalną w stosunku do ilości energii elektrycznej wytworzonej w poszczególnych morskich farmach wiatrowych wykorzystujących tę samą stację elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu lub zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementy, na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, o których mowa w art. 47 ust. 2.”; 24) w art. 40: a) w ust. 1: - w pkt 1: -- w lit. a przed wyrazem „oraz” dodaje się wyrazy „, a w przypadku, o którym mowa w art. 3a, także informacji określonych na podstawie układów pomiarowo-rozliczeniowych, o których mowa w art. 47 ust. 2”; -- w lit. b po wyrazach „w art. 38 ust. 5” dodaje się wyrazy „, z uwzględnieniem art. 38 ust. 5a i 5b”; - w pkt 3 lit. a otrzymuje brzmienie: „a) pkt 1, w przypadku, o którym mowa w ust. 3 pkt 1 lit. b lub pkt 1a”; b) w ust. 3 po pkt 1 dodaje się pkt 1a w brzmieniu:	

	„1a) redysponowania morskiej farmy wiatrowej przez operatora systemu przesyłowego, w wyniku którego następuje zaniżenie generacji morskiej farmy wiatrowej oraz rozliczenie tego zaniżenia po cenie wyższej niż cena odbioru energii określona w ofercie energii bilansującej morskiej farmy wiatrowej złożonej na rynku bilansującym, o którym mowa w art. 2 pkt 2 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 6, z późn. zm.), wytwórcy w zakresie ilości energii elektrycznej, która nie została wprowadzona do sieci w wyniku tego redysponowania, przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda w przypadku, w którym umowa przyłączeniowa nie gwarantuje niezawodnych dostaw energii, w okresie, w którym operator systemu przesyłowego albo operator systemu dystrybucyjnego nie gwarantuje niezawodnych dostaw energii, o którym mowa w art. 54.”, c) w ust. 5 pkt 1 otrzymuje brzmienie: „1) w przypadku prawa wytwórcy, o którym mowa w ust. 3 pkt 1 oraz w ust. 3 pkt 1a – sumie wartości rozliczeń spowodowanych przez tę energię elektryczną w rozliczeniach dostawcy usług bilansujących i podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie wytwórcy, w ramach centralnego mechanizmu bilansowania handlowego, oraz wartości różnicy pomiędzy wartością energii elektrycznej ustaloną w sposób określony w ust. 1 pkt 2 oraz wartością tej energii elektrycznej ustaloną w sposób określony w ust. 1 pkt 1, wyznaczonymi dla ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 3 pkt 1 lub ust. 3 pkt 1a, którą wytwórca otrzymałby, gdyby nie wydano polecenia redysponowania;”, d) w ust. 10 skreśla się wyrazy „,z uwzględnieniem art. 18 ust. 1,”, e) w ust. 16 w oznaczeniu wzoru K_{rozp} po wyrazach „art. 25a” dodaje się wyrazy „albo art. 31a”, 25) w art. 47 dotychczasową treść oznacza się jako ust. 1 i dodaje się ust. 2 i 3 w brzmieniu: „2. W przypadku, o którym mowa w art. 3a, każdą z morskich farm wiatrowych wyposaża się w układy pomiarowo-rozliczeniowe rejestrujące ilość energii	

	elektrycznej wprowadzonej do wykorzystywanej wspólnie stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu, w poszczególnych okresach rozliczenia niezbilansowania i wyposaża te układy w system zdalnego odczytu, zapewniający komunikację w czasie rzeczywistym z operatorem systemu przesyłowego lub operatorem systemu dystrybucyjnego. 3. Układy pomiarowo-rozliczeniowe, o których mowa w ust. 2: 1) umożliwiają ustalenie ilości energii elektrycznej z podziałem na poszczególne morskie farmy wiatrowe, niezależnie od układu pomiarowo-rozliczeniowego rejestrującego ilość energii elektrycznej pobranej z sieci i wprowadzonej do sieci przez te morskie farmy wiatrowe, znajdującego się w punkcie rozgraniczenia własności z właściwym operatorem systemu; 2) lokalizuje się na zaciskach generatora morskiej turbiny wiatrowej oraz na wejściu odcinka sieci średniego lub wysokiego napięcia bezpośrednio łączącego morskie turbiny wiatrowe danej morskiej farmy wiatrowej z wykorzystywaną wspólnie z inną morską farmą wiatrową stacją elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu.”; 26) użyte w art. 48 ust. 3, art. 49 ust. 1, 2 i 4, art. 50, art. 51, art. 52 ust. 2 pkt 1 i ust. 6 pkt 2 oraz w art. 53 ust. 1 w różnym przypadku wyrazy „przedsiębiorstwo energetyczne” lub „przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej” zastępuje się użytymi w odpowiednich przypadkach wyrazami „operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego”; 27) po art. 56 dodaje się art. 56a w brzmieniu: „Art. 56a. 1. Operatorowi systemu przesyłowego lub operatorowi systemu dystrybucyjnego przysługuje prawo do wypowiedzenia umowy o przyłączenie do sieci, w całości lub w części, ze skutkiem natychmiastowym, wytwórcy, który oświadczył w tej umowie, że zamierza ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda a nie wziął udział w aukcji, o której mowa w art. 29 ust. 3 pkt 1 lub tej aukcji nie wygrał. W sytuacji, o której mowa w zdaniu pierwszym wypowiedzenie następuje z przyczyn dotyczących wytwórcy.	

	2. Przepisu ust. 1 nie stosuje się w przypadku wytwórcy, któremu przyznano prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 w zakresie danej morskiej farmy wiatrowej.”; 28) w art. 64 w ust. 3 pkt 3 otrzymuje brzmienie: „3) gwarancję ubezpieczeniową lub bankową, o której mowa w art. 5 ust. 2 pkt 2, o ile zostały ustanowione dla danej instalacji.”; 29) w art. 66: a) w ust. 1 wyrazy „art. 10 ust. 5, 6 i 8 i art. 12 ust. 2” zastępuje się wyrazami „art. 10 ust. 5, 6 i 8, art. 12 ust. 2, art. 26 ust. 5 pkt 10 i art. 31 ust. 4 pkt 8”, b) dotychczasową treść oznacza się jako ust. 1 i dodaje się ust. 2 w brzmieniu: „2. Prezes URE może przeprowadzić kontrolę zgodności ze stanem faktycznym na dzień rozstrzygnięcia aukcji złożonego oświadczenia, o którym mowa w art. 31 ust. 4 pkt 7, w szczególności poprzez weryfikację informacji dotyczącej sytuacji ekonomicznej, składanej przez wytwórcę na podstawie art. 36.”; 30) w art. 69 i art. 70 wyrazy „art. 10 ust. 5, 6 i 8 i art. 12 ust. 2” zastępuje się wyrazami „art. 10 ust. 5, 6 i 8, art. 12 ust. 2, art. 26 ust. 5 pkt 10 i art. 31 ust. 4 pkt 7 i 8”; 31) w art. 77 ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. Decyzje administracyjne w przedmiocie zatwierdzenia projektu robót geologicznych sporządzonego w celu określenia warunków geologiczno-inżynierskich na potrzeby posadawiania morskiej farmy wiatrowej oraz urządzeń i obiektów wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, a także dodatków do takiego projektu robót geologicznych, podlegają natychmiastowemu wykonaniu.”; 32) w art. 81: a) w ust. 1: - we wprowadzeniu do wyliczenia wyraz „rozmiszczenia” zastępuje się wyrazem „usytuowania”, - pkt 1 otrzymuje brzmienie: „1) potrzeba zmiany usytuowania wynika z uwarunkowań geologicznych w akwenu lub napotkania obiektów pochodzenia nieantropogenicznego lub	

	antropogenicznego, czego przy zachowaniu należytej staranności nie dało się przewidzieć;”, b) w ust. 2 wyraz „rozmieszczenia” zastępuje się wyrazem „usytuowania”, c) dodaje się ust. 5 i 6 w brzmieniu: „5. Zmiana usytuowania morskich turbin wiatrowych lub innych elementów morskiej farmy wiatrowej oraz urządzeń wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w ramach lokalizacji określonej w pozwoleniu, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o obszarach morskich, powodująca przesunięcie środka okręgu opisanego na obrysie fundamentu morskiej turbiny wiatrowej lub innego elementu morskiej farmy wiatrowej oraz urządzeń wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy o nie więcej niż 50 m, nie stanowi istotnego odstępiania od zatwierdzonego projektu zagospodarowania działki lub terenu oraz projektu architektoniczno-budowlanego lub innych warunków pozwolenia na budowę w rozumieniu art. 36a ust. 5 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. - Prawo budowlane, jeśli nie spowoduje konieczności zmiany pozwolenia na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich lub decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. 6. Zmiana, o której mowa w ust. 5, podlega pisemnemu zgłoszeniu dyrektorowi urzędu morskiego właściwego dla lokalizacji morskiej farmy wiatrowej, w terminie 7 dni od dnia dokonania takiej zmiany. Przepisu ust. 2-4 nie stosuje się.”; 33) po art. 84 dodaje się art. 84a w brzmieniu: „Art. 84a. 1. Czas pracy osób w znajdujących się w portach morskich, terminalach instalacyjnych lub bazach serwisowych przeznaczonych do celów obsługi budowy, eksploatacji lub likwidacji morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, obsługiwanych przez kolejno wymieniałe się załogi lub część załogi, może być przedłużony do 14 godzin na dobę i 84 godzin na tydzień. 2. W przypadku, o którym mowa w ust. 1, po każdym, nie dłuższym niż 2 tygodnie, nieprzerwanym okresie pracy zapewnia się pracownikowi co najmniej	

	równy okres wolny od pracy, przy czym, za zgodą pracownika, okres pracy może być przedłużony do 3 tygodni. 3. Praca w granicach norm czasu pracy, o których mowa w ust. 1, nie jest pracą w godzinach nadliczbowych, jeżeli liczba godzin pracy w przyjętym okresie rozliczeniowym nie przekroczy przeciętnie 44 godzin. 4. W przypadku wykonywania pracy zgodnie z ust. 1, przepisów art. 133 Kodeksu pracy nie stosuje się. 34) w art. 112 w ust. 1 pkt 5-10 otrzymują brzmienie: „5) 2025 r. – 1 915 842 zł; 6) 2026 r. – 1 451 238 zł; 7) 2027 r. – 1 487 519 zł; 8) 2028 r. – 1 524 707 zł; 9) 2029 r. – 1 562 825 zł; 10) 2030 r. – 1 601 895 zł.”; 35) w art. 113 w ust. 1 pkt 5-10 otrzymują brzmienie: „5) 2025 r. - 532 059,16 zł; 6) 2026 r. - 532 059,16 zł; 7) 2027 r. - 532 059,16 zł; 8) 2028 r. - 532 059,16 zł; 9) 2029 r. - 532 059,16 zł; 10) 2030 r. - 532 059,16 zł.”; 36) uchyla się art. 114; 37) w art. 115 w ust. 1 pkt 5-10 otrzymują brzmienie: „5) 2025 r. - 1 099 971,50 zł; 6) 2026 r. - 1 180 619,77 zł; 7) 2027 r. - 1 262 330,82 zł; 8) 2028 r. - 1 343 629,27 zł; 9) 2029 r. - 1 426 435,69 zł; 10) 2030 r. - 1 512 068,02 zł.”.	

	Art. 2. W ustawie z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz.U. z 2024 r. poz. 1125 oraz z 2025 r. poz. 409) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 23: a) w ust. 6 wyrazy „30 lat od dnia, w którym rozpoczęto wykorzystanie tej morskiej farmy wiatrowej” zastępuje się wyrazami „30 lat od dnia, w którym decyzja o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w tej morskiej farmie wiatrowej lub jej części stała się ostateczna.”, b) w ust. 6c w pkt 2 po wyrazie urządzeń dodaje się wyrazy „, a w przypadku morskiej farmy wiatrowej, o której mowa w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, jeżeli w ciągu 5 lat od dnia rozpoczęcia instalacji fundamentów morskich turbin wiatrowych lub stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu nie zostanie uzyskania koncesja na wytwarzanie energii elektrycznej w tej morskiej farmie wiatrowej lub jej części”; 2) w art. 24 dodaje się ust. 4 w brzmieniu: „4. Postanowienia ust. 1-3 stosuje się odpowiednio do ustanowienia strefy bezpieczeństwa wokół akwenu, na którym prowadzona jest budowa sztucznych wysp, ustawianie konstrukcji i urządzeń, jeżeli obowiązek ustanowienia takiej strefy wynika z postanowień planu, o którym mowa w art. 37a.”; 3) po art. 24a dodaje się art. 24b w brzmieniu: „Art. 24b. 1. Dyrektor właściwego urzędu morskiego, w drodze zarządzenia, ustanawia strefę bezpieczeństwa, o której mowa w art. 24, wokół każdej morskiej turbiny wiatrowej oraz stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu, o których mowa w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. 2. W przypadku, o którym mowa w ust. 1, strefy bezpieczeństwa sięgają nie mniej niż 150 m i nie dalej niż 500 m od każdego punktu ich zewnętrznej krawędzi, chyba że inny zasięg strefy jest dozwolony przez powszechnie przyjęte standardy międzynarodowe lub zalecony przez właściwą organizację międzynarodową.	

	3. Zabrania się wchodzenia statków do strefy bezpieczeństwa ustanowionej na podstawie ust. 1 oraz przebywania statków w tej strefie. 4. Dozwolone jest wchodzenie statków do strefy bezpieczeństwa ustanowionej na podstawie ust. 1: 1) w związku z układaniem, inspekcją, testowaniem, naprawą, konserwacją, zmianą, odnową lub usuwaniem kabli lub rurociągów w tej strefie lub w odległości 50 metrów od tej strefy; 2) w celu świadczenia usług na rzecz sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w tej strefie lub przewożenia osób i towarów do sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń oraz z tych wysp, konstrukcji i urządzeń w tej strefie; 3) w związku z ratowaniem życia lub mienia; 4) z powodu złej pogody; 5) w przypadku gdy statki są w niebezpieczeństwie; 6) jeżeli dyrektor właściwego urzędu morskiego lub wytwórca w rozumieniu art. 3 pkt 12 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, udzieli na to zgody.”; 4) w art. 26: a) w ust. 5 wyrazy „30 lat od dnia, w którym rozpoczęto wykorzystanie morskiej farmy wiatrowej, z której wyprowadzana jest moc za pomocą tego zespołu urządzeń lub jego elementów” zastępuje się wyrazami „30 lat od dnia, w którym decyzja o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w tej morskiej farmie wiatrowej lub jej części, z której wyprowadzana jest moc za pomocą tego zespołu urządzeń lub jego elementów, stała się ostateczna. W przypadku, gdy zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy jest wykorzystywany przez więcej niż jedną morską farmę wiatrową, 30 letni termin, o którym mowa w zdaniu drugim rozpoczyna bieg od dnia ostateczności pierwszej decyzji o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej dla którejkolwiek z tych morskich farm wiatrowych lub ich części, z której wyprowadzana jest moc za pomocą tego zespołu urządzeń lub jego elementów.”, b) w ust. 6 w pkt 2 po wyrazach „określonymi w tym pozwoleniu” dodaje się wyrazy „, a w przypadku zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy	

	w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych lub jego elementów nie zostanie uzyskana decyzja o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej lub jej części, z której wyprowadzana jest moc za pomocą tego zespołu urządzeń lub jego elementów”; 5) w art. 27a w ust. 2 w pkt 9 skreśla się wyrazy „wstępnych warunków przyłączenia albo”; 6) w art. 27b: a) w ust. 1 w pkt 3 po wyrazie „urządzeń” dodaje się wyrazy „, a w przypadku morskiej farmy wiatrowej, o której mowa w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, w ciągu 30 dni od dnia uzyskania decyzji o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w tej morskiej farmie wiatrowej lub jej części;”; 7) w art. 66a: a) po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu: „2a. W przypadku podmiotu, o którym mowa w ust. 1, który ubiegał się o prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, okres, o którym mowa w ust. 2 wynosi 3 lata od udziału w aukcjach, o których mowa w art. 29 ust. 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.”; b) ust. 3 otrzymuje brzmienie: „3. Jeżeli podmiot, o którym mowa w ust. 1, nie później niż 60 dni przed upływem okresu, o którym mowa w ust. 2 albo 2a, złoży organowi, który wydał pozwolenie, wyjaśnienia na piśmie i dokumenty potwierdzające podjęcie wszystkich czynności wymaganych przez prawo, zmierzających do uzyskania pozwolenia na budowę dla całości albo części przedsięwzięcia objętego pozwoleniem, o którym mowa w ust. 1, terminy, o których mowa w ust. 2 albo 2a, zostają przedłużone na czas niezbędny do uzyskania pozwolenia na budowę, jednak nie dłuższy niż 2 lata od dnia, w którym upłynął termin, o którym mowa	

	w ust. 2 albo 2a. Przedłużenie terminu stwierdza, w drodze decyzji, organ, który wydał pozwolenie.”, c) ust. 5 otrzymuje brzmienie: „5. Jeżeli w okresie, o którym mowa w art. 23 ust. 6c pkt 1, z uwzględnieniem okresu, o którym mowa w ust. 2, 2a lub 3 w przypadku podmiotu, o którym mowa w ust. 1, któremu przyznano prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 lub rozdziale 4 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, nie zostanie rozpoczęte układanie kabli wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu art. 3 pkt 13 tej ustawy lub jego elementów, dla których wydano pozwolenia i uzgodnienia, o których mowa w ust. 4, organ, który wydał te pozwolenia i uzgodnienia, stwierdza, w drodze decyzji, ich wygaśnięcie.”. Art. 3. W ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz.U. z 2025 r. poz. 418) w art. 3 w pkt 3 wyrazy „a także części budowlane urządzeń technicznych (kotłów, pieców przemysłowych, elektrowni jądrowych, elektrowni wiatrowych, morskich turbin wiatrowych i innych urządzeń) oraz fundamenty pod maszyny i urządzenia,” zastępuje się wyrazami „a także części budowlane urządzeń technicznych (kotłów, pieców przemysłowych, elektrowni jądrowych, elektrowni wiatrowych, biogazowni, biogazowni rolniczej, biometanowni i innych urządzeń), oraz fundamenty pod maszyny i urządzenia, w tym pod morskie turbiny wiatrowe oraz stacje elektroenergetyczne zlokalizowane na morzu,”. Art. 4. W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. z 2024 r. poz. 266, 834, 859, 1681, 1847 i 1881 oraz z 2025 r. poz. 303 i 759): 1) w art. 16 w ust. 1 w pkt 7 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 8 w brzmieniu: „8) plan obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 160g ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.”; 2) w art. 19 ust. 5 otrzymuje brzmienie:	

	„5. Projekt założeń podlega opiniowaniu przez samorząd województwa w zakresie koordynacji współpracy z innymi gminami, planem obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 160g ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii oraz w zakresie zgodności z polityką energetyczną państwa.”; 3) w art. 7aa dodaje się ust. 28 w brzmieniu: „28. Przedsiębiorca, w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców, który: 1) odbiera energię elektryczną linią bezpośrednią z instalacji zlokalizowanej na obszarze przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii w rozumieniu art. 2 pkt 19d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii oraz 2) jest odbiorcą przemysłowym wpisanym do wykazu odbiorców przemysłowych, o którym mowa w art. 52 ust. 4 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - podlega zwolnieniu z opłaty solidarnościowej, o której mowa w ust. 4, za rok, w którym był wpisany do tego wykazu.”. Art. 7. W ustawie z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim (Dz.U. z 2025 r. poz. 883) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 5: a) w pkt 10c lit. a otrzymuje brzmienie: a) kapitana i członków załogi, innych osób zatrudnionych na statku lub wykonujących zadania na statku dla jego potrzeb oraz personelu przemysłowego, b) po pkt 10c dodaje się pkt 10d w brzmieniu: „10d) personel przemysłowy – należy przez to rozumieć personel przemysłowy, o którym mowa w prawie 1 rozdziału XV Konwencji SOLAS;”; 2) w art. 62 po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu:	

	„2a. Kwalifikacje personelu przemysłowego muszą odpowiadać wymaganiom określonym w rozdziale XV Konwencji SOLAS oraz rezolucji IMO MSC.527(106)¹ Międzynarodowy kodeks bezpieczeństwa statków przewożących personel przemysłowy (Kodeks IP).”; 3) po art. 86 dodaje się art. 86¹ w brzmieniu: „Art. 86¹. 1. Statek o obcej przynależności niepodlegający Konwencji SOLAS może być eksploatowany w żegludze regularnej pomiędzy portem położonym na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej a miejscami przeznaczenia położonymi w polskich obszarach morskich w okresie dłuższym niż 14 dni w ciągu roku kalendarzowego pod warunkiem uzyskania pozwolenia na eksploatację. 2. Pozwolenie na eksploatację, o którym mowa w ust. 1, wydaje, w drodze decyzji, dyrektor urzędu morskiego właściwy dla portu, z którego prowadzona jest żegluga, o której mowa w ust. 1, na wniosek armatora. 3. Pozwolenie na eksploatację, o którym mowa w ust. 1, wydaje się po przeprowadzonej inspekcji na okres nieprzekraczający terminu ważności dokumentów statku i nie dłuższy niż 5 lat. Pozwolenie na eksploatację może określać dodatkowe warunki lub ograniczenia eksploatacji statku. 4. Wniosek armatora, o którym mowa w ust. 2, zawiera opis planowanego sposobu eksploatacji statku, w tym: 1) wskazanie portu, z którego prowadzona jest żegluga, o której mowa w ust. 1; 2) obsługiwane instalacje i ich odległość od portu, z którego prowadzona jest żegluga, o której mowa w ust. 1, jeżeli dotyczy; 3) planowany czas przebywania poza portem, z którego prowadzona jest żegluga, o której mowa w ust. 1; 4) przewóz personelu przemysłowego i pasażerów, jeżeli dotyczy; 5) minimalna bezpieczna obsada. 5. Do wniosku, o którym mowa w ust. 2, armator dołącza: 1) zgodę administracji państwa bandery statku;	

¹⁾ Rezolucja IMO MSC.527(106) z dnia 10 listopada 2022 r. - Międzynarodowy kodeks bezpieczeństwa statków przewożących personel przemysłowy (Dz. Urz. MI z 2024 r. poz. 38).

	2) certyfikaty statku wydane przez administrację państwa bandery i dokumentację techniczną wydaną przez podmiot sprawujący nadzór techniczny nad statkiem; 3) dokument potwierdzający spełnianie wymagań nie mniejszych niż określone w przepisach wydanych na podstawie art. 12 ust. 2 dla statków o polskiej przynależności wystawiony przez uznaną organizację po przeglądzie technicznym przeprowadzonym na statku. 6. Uznana organizacja przeprowadzająca przegląd celem wydania dokumentu, o którym mowa w ust. 5 pkt 3, może wnioskować do armatora o dodatkowe wyjaśnienia dotyczące przepisów klasyfikacyjnych lub przepisów państwa bandery, w oparciu o które statek ma wydane dokumenty techniczne i certyfikaty. 7. Dyrektor urzędu morskiego cofa decyzję o pozwoleniu na eksploatację w przypadku stwierdzenia w wyniku inspekcji poważnych uchybień skutkujących zatrzymaniem statku lub powtarzających się naruszeń wymagań określonych w przepisach ustawy.”; 4) w art. 113c po ust. 3 dodaje się ust. 3a w brzmieniu: „3a. Minister Obrony Narodowej oraz minister właściwy do spraw wewnętrznych, na wniosek wytwórcy, o którym mowa w ust. 1, w terminie 30 dni od otrzymania wniosku, udostępnia temu wytwórcy dane niezbędne do sporządzenia ekspertyzy, o której mowa w ust. 1 i 2.”; 5) w art. 113d po ust. 3 dodaje się ust. 3a w brzmieniu: „3a. Wszystkie koszty związane z kompensacją negatywnego wpływu morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń wynikające z ekspertyz lub planów, o których mowa w art. 113b ust. 1 i art. 113 c ust. 1 i 2, ponosi wytwórca w rozumieniu art. 3 pkt 12 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.”; 6) w art. 113e: a) w ust. 1 po wyrazach „w art. 113b ust. 1 pkt 2 i 3” dodaje się wyrazy „oraz w art. 113c ust. 1 i 2”; b) ust. 2 otrzymuje brzmienie: „2. Wytwórca w rozumieniu art. 3 pkt 12 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych przekazuje dokumentację z pomiarów, testów i badań, o których	

	mowa w ust. 1, oraz informację na temat ich wyników i stwierdzonych na ich podstawie niezgodności założeń i wniosków zawartych w ekspertyzach, o których mowa w: 1) art. 113b ust. 1 pkt 2 i 3 – dyrektorowi urzędu morskiego właściwemu dla lokalizacji morskiej farmy wiatrowej, 2) art. 113c ust. 1 – Ministrowi Obrony Narodowej, 3) art. 113c ust. 2 – ministrowi właściwemu do spraw wewnętrznych - nie później niż na 60 dni przed planowaną datą pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej lub jej części.”; 7) w art. 113g w ust. 1 pkt 1 otrzymuje brzmienie: „1) certyfikat zgodności projektowej wydany po opracowaniu projektu budowlanego, a przed rozpoczęciem robót budowlanych polegających na, w przypadku: a) morskiej farmy wiatrowej – rozpoczęciu instalacji fundamentów morskich turbin wiatrowych lub stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu, b) zespołu urządzeń – rozpoczęciu układania pierwszych kabli w dnie morskim lub na nim - potwierdzający zgodność projektu budowlanego z normami technicznymi określającymi wymagania, jakie musi spełnić morska farma wiatrowa lub zespół urządzeń;”; 8) w załączniku w części I: a) po ust. 6 dodaje się ust. 6a w brzmieniu: „6a. Za przeprowadzenie inspekcji w celu wydania certyfikatu bezpieczeństwa personelu przemysłowego albo certyfikatu bezpieczeństwa personelu przemysłowego statku nieobjętego umowami międzynarodowymi – 500 PLN.”, b) po ust. 16 dodaje się ust. 16a w brzmieniu: „16a. Za przeprowadzenie inspekcji w celu wydania pozwolenia na eksploatację statku o obcej przynależności niepodlegającego Konwencji SOLAS w polskich obszarach morskich – 500 PLN.”.	

	Art. 8. W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361, 1762, 1847 i 1881 oraz z 2025 r. poz. 303 i 759) wprowadza się następujące zmiany: 2) w art. 2: a) w pkt 15a lit. c otrzymuje brzmienie: „c) spółka kapitałowa, w której kapitale zakładowym udział podmiotów, o których mowa w lit. a lub b, jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji;”, 3) w art. 4b w ust. 12 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „12. Prosument energii odnawialnej, prosument zbiorowy energii odnawialnej lub prosument wirtualny energii odnawialnej, wytwarzający energię elektryczną w mikroinstalacji i podlegający z tego tytułu rozliczeniom, o których mowa w art. 4 ust. 1a, może upoważnić w umowie kompleksowej albo w umowie sprzedaży sprzedawcę, o którym mowa w art. 40 ust. 1, do:”; 4) w art. 4c: a) ust. 11 otrzymuje brzmienie: „11. Na wniosek prosumenta energii odnawialnej wytwarzającego energię elektryczną w mikroinstalacji przyłączonej za układem pomiarowo-rozliczeniowym nieruchomości wspólnej, o której mowa w art. 3 ust. 2 ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali, w skład której wchodzi część budynku wielolokalowego, którego przeważającą funkcją jest funkcja mieszkalna, a moc mikroinstalacji jest nie większa niż moc przyłączeniowa całego tego budynku, w tym jego części wspólnej i części składającej się z indywidualnych lokali, kwota środków stanowiąca depozyt prosumencki jest przekazywana na wskazany rachunek bankowy lub rachunek w spółdzielczej kasie oszczędnościowo-kredytowej na koniec danego okresu rozliczeniowego. Przepisów ust. 2 oraz art. 4 ust. 5 i ust. 11 pkt 2 nie stosuje się.”, b) ust. 16 otrzymuje brzmienie: „16. Środki depozytu prosumenckiego, przekazane zgodnie z ust. 11, przeznacza się na rozliczenie przez prosumenta energii odnawialnej, o którym mowa w ust. 11, zobowiązań z tytułu zakupu energii elektrycznej,	

	przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w art. 19 ust. 1 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej, dotyczących nieruchomości wspólnych, o których mowa w art. 3 ust. 2 ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali, zarządzanych przez tego prosumenta energii odnawialnej, lub na obniżenie opłat związanych z lokalami mieszkalnymi w budynku, o którym mowa w ust. 11, lub innych budynkach o przeważającej funkcji mieszkalnej, których części wspólne są zarządzane przez tego prosumenta energii odnawialnej.”; 5) w art. 38aa w ust. 2 w pkt 6 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 7 w brzmieniu: „7) zasady przystępowania do tego porozumienia nowych członków klastra energii zapewniające równy i otwarty dostęp do członkostwa w klastrze.”; 6) po art. 38af dodaje się art. 38ag w brzmieniu: „Art. 38ag. 1. Członek klastra energii, o którym mowa w art. 2 pkt 15a lit. a-c, uczestniczący w klastrze wpisanym do rejestru klastrów energii, zwany dalej „nabywcą”, może, z zastosowaniem ust. 2-9, zawrzeć umowę sprzedaży, o której mowa w art. 5 ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne, której przedmiotem będzie dostawa, na własny użytek tego członka klastra, przez innego członka tego klastra energii wytworzonych przez niego energii elektrycznej, ciepła lub paliw, wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii wskazanych we wniosku, o którym mowa w art. 38ac ust. 4. 2. Nabywca informuje: 1) członków klastra energii o możliwości zawarcia umowy, o której mowa w ust. 1; 2) na swojej stronie internetowej, nie później niż 30 dni przed dniem przekazania informacji, o której mowa w pkt 1, o istnieniu klastra energii, którego jest członkiem, oraz o zamiarze zawarcia umowy, o której mowa w ust. 1. 3. Informacja, o której mowa w ust. 2 pkt 1, zawiera: 1) opis przedmiotu umowy, o której mowa w ust. 1; 2) określenie ilości energii elektrycznej, ciepła lub paliw, stanowiącej przedmiot dostaw;	

	3) minimalną ilość energii elektrycznej, ciepła lub paliw, przypadającą na jednego członka klastra energii, zawierającego umowę, o której mowa w ust. 1, a także dodatkowe warunki zawarcia tej umowy w przypadku gdy członek klastra energii zadeklaruje dostawy w ilości mniejszej niż minimalna; 4) harmonogram dostaw energii elektrycznej, ciepła lub paliw, obejmujący ilości i terminy dostaw; 5) maksymalną cenę oferowaną za dostawę energii elektrycznej, ciepła lub paliw; 6) termin i miejsce składania zgłoszenia zainteresowania zawarciem umowy, o której mowa w ust. 1, zwanego dalej „zgłoszeniem”. 4. Załącznikiem do informacji, o której mowa w ust. 2 pkt 1, jest wzór umowy, o której mowa w ust. 1. 5. Oprócz postanowień, o których mowa w art. 5 ust. 2 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, umowa, o której mowa w ust. 1, określa w szczególności warunki odstąpienia od umowy oraz zasady podwyższania wolumenu dostaw energii elektrycznej, ciepła lub paliw w związku z zaprzestaniem lub ograniczeniem dostaw przez innych dostawców będących członkami klastra. 6. Zgłoszenie zawiera: 1) oznaczenie członka klastra energii składającego zgłoszenie; 2) zadeklarowaną wielkość dostaw energii elektrycznej, ciepła lub paliw; 3) wskazanie instalacji odnawialnego źródła energii, określonej we wniosku, o którym mowa w art. 38ac ust. 4, w której będzie wytwarzana energia elektryczna, ciepło lub paliwa stanowiące przedmiot dostawy; 4) informację o akceptacji wskazanych w ust. 3 pkt 1, 3, 4 i 5 warunków umowy, o której mowa w ust. 1. 7. Nabywca zawiera umowy ze wszystkimi członkami klastra energii, którzy złożą kompletne zgłoszenie w terminie i miejscu określonym zgodnie z ust. 3 pkt 6. 8. W przypadku gdy ilość energii elektrycznej, ciepła lub paliw, o której mowa w ust. 3 pkt 2, jest mniejsza niż łączna wielkość dostaw zadeklarowana w zgłoszeniach, w celu zawarcia umowy, o której mowa w ust. 1, ze wszystkimi członkami klastra energii, którzy złożyli te zgłoszenia, zadeklarowane wielkości dostaw zmniejsza się proporcjonalnie.	

	9. Nabywca, w terminie 14 dni od dnia zawarcia ostatniej umowy, o której mowa w ust. 1, informuje członków klastra energii o zawarciu tych umów.”; 7) w art. 38e ust. 1 pkt 1 otrzymuje brzmienie: „1) prowadzi działalność na obszarze nie więcej niż 3 gmin bezpośrednio sąsiadujących ze sobą;”; 8) w art. 38c w ust. 5a wyrazy „danych w wykazie, o którym mowa w art. 38f ust. 2” zastępuje się wyrazami „danych w odpowiednim wykazie, o którym mowa w art. 38f ust. 3 albo ust. 4”; 9) w art. 38f: a) w ust. 2 wyrazy „w wykazie” zastępuje się wyrazami „we właściwym wykazie”, b) ust. 3 otrzymuje brzmienie: „3. Dyrektor Generalny KOWR prowadzi wykaz spółdzielni energetycznych działających na obszarach gmin wiejskich i miejsko wiejskich w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej – zwany dalej: „Wykazem spółdzielni energetycznych Dyrektora KOWR”, ” c) dodaje się ust. 4 w brzmieniu: „4. Prezes URE prowadzi wykaz spółdzielni energetycznych działających na obszarach gmin miejskich w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej – zwany dalej: „Wykazem spółdzielni energetycznych Prezesa URE”; 10) w art. 38g: a) ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. Dyrektor Generalny KOWR oraz Prezes URE zamieszczają dane spółdzielni energetycznej, każdy w prowadzonym przez siebie wykazie spółdzielni energetycznych, na wniosek tej spółdzielni.”, b) w ust. 2 w pkt 3 w lit g kropkę zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. h w brzmieniu: „h) rodzaj gminy na obszarze której spółdzielnia będzie prowadzić działalność.”, c) w ust. 6 wyrazy „Dyrektor Generalny KOWR” zastępuje się wyrazami „odpowiednio Dyrektor Generalny KOWR albo Prezes URE”, d) ust. 6a otrzymuje brzmienie:	

	„6a. Dyrektor Generalny KOWR prostuje z urzędu wpis w wykazie spółdzielni energetycznych Dyrektora KOWR zawierający oczywiste błędy.”, e) po ust. 6a dodaje się ust. 6b w brzmieniu: „6b. Prezes URE prostuje z urzędu wpis w wykazie spółdzielni energetycznych Prezesa URE zawierający oczywiste błędy.”; 11) w art. 38h: a) w ust. 1 wyrazy „w wykazie spółdzielni energetycznych” zastępuje się wyrazami „w wykazach spółdzielni energetycznych Dyrektora KOWR oraz Prezesa URE”, b) w ust. 2 i 3 po wyrazach „spółdzielni energetycznych” dodaje się wyrazy „Dyrektora KOWR oraz wykaz spółdzielni energetycznych Prezesa URE”; 12) art. 38i otrzymuje brzmienie: „Art. 38i Spółdzielnia energetyczna zamieszczona w wykazie spółdzielni energetycznych: 1) Dyrektora KOWR - jest obowiązana informować Dyrektora Generalnego KOWR, 2) Prezesa URE - jest obowiązana informować Prezesa URE - o każdej zmianie danych, o których mowa w art. 38g ust. 2, a w szczególności o zakończeniu lub zawieszeniu wykonywania działalności, w terminie 14 dni od dnia zmiany tych danych albo od dnia zakończenia lub zawieszenia wykonywania tej działalności, pod rygorem wykreślenia z wykazu spółdzielni energetycznych odpowiednio Dyrektora KOWR albo Prezesa URE.”; 13) w art. 38j: a) w ust. 1 po wyrazach „spółdzielni energetycznych” dodaje się wyrazy „Dyrektora KOWR”, b) po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu: „1a. Prezes URE niezwłocznie wydaje zaświadczenie o zamieszczeniu danych spółdzielni energetycznej w wykazie spółdzielni energetycznych Prezesa URE.”, c) w ust. 2 po wyrazach „spółdzielni energetycznych” dodaje się wyrazy „Dyrektora KOWR oraz wykazie spółdzielni energetycznych Prezesa URE”; 14) art. 38k otrzymuje brzmienie:	

	„Art. 38k. 1. Dyrektor Generalny KOWR, w drodze decyzji, odmawia zamieszczenia spółdzielni w wykazie spółdzielni energetycznych Dyrektora KOWR, w przypadku gdy spółdzielnia nie spełnia warunków, o których mowa w art. 38e. 2. Prezes URE, w drodze decyzji, odmawia zamieszczenia spółdzielni w wykazie spółdzielni energetycznych Prezesa URE, w przypadku gdy spółdzielnia nie spełnia warunków, o których mowa w art. 38e.”; 15) art. 38l w ust. 1 we wprowadzeniu do wyliczenia i w pkt 4 oraz w ust. 4 po wyrazach „spółdzielni energetycznych” dodaje się wyrazy „Dyrektora KOWR”; 16) po art. 38l dodaje się art. 38la w brzmieniu: „Art. 38la 1. Prezes URE, w drodze decyzji, wykreśla dane spółdzielni energetycznej z wykazu spółdzielni energetycznych Prezesa URE, w przypadku gdy spółdzielnia energetyczna: 1) przestała spełniać warunek, o którym mowa w art. 38e ust. 1 pkt 1; 2) nie usunęła naruszenia któregośkolwiek z warunków, o których mowa w art. 38e ust. 1 pkt 3, w terminie wyznaczonym przez Prezesa URE; 3) złożyła oświadczenie, o którym mowa w art. 38g ust. 3 pkt 1, niezgodnie ze stanem faktycznym; 4) złożyła wniosek o wykreślenie jej danych z wykazu spółdzielni energetycznych Prezesa URE. 2. Przed wydaniem decyzji na podstawie ust. 1 pkt 2 Prezes URE wyznacza termin usunięcia stwierdzonych naruszeń. 3. Decyzja, o której mowa w ust. 1, podlega natychmiastowemu wykonaniu. 4. Spółdzielnia energetyczna, którą wykreślono z wykazu spółdzielni energetycznych Prezesa URE, z powodów, o których mowa w ust. 1 pkt 1-3, na danym obszarze może ubiegać się o ponowne zamieszczenie w tym wykazie nie wcześniej niż po upływie 3 lat od dnia wykreślenia. 5. Prezes URE przekazuje informację o wydaniu decyzji o której mowa w ust. 1, właściwemu dla danej spółdzielni energetycznej sprzedawcy energii.”; 17) w art. 38m: a) we wprowadzeniu do wyliczenia po wyrazach „spółdzielni energetycznych” dodaje się wyrazy „Dyrektora KOWR albo w wykazie spółdzielni energetycznych Prezesa URE”,	

	b) w pkt 2 wyrazy „Dyrektorowi Generalnemu KOWR” zastępuje się wyrazami „odpowiednio Dyrektorowi Generalnemu KOWR albo Prezesowi URE”; 18) w art. 38n ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. Dyrektor Generalny KOWR jest uprawniony do przeprowadzenia kontroli związanej z przedmiotem działalności spółdzielni energetycznej wpisanej do wykazu Dyrektora KOWR, a Prezes URE jest uprawniony do przeprowadzenia kontroli związanej z przedmiotem działalności spółdzielni energetycznej wpisanej do wykazu Prezesa URE.”; 19) w art. 40 ust. 1b pkt 2 otrzymuje brzmienie: „2) art. 38c ust. 3, powstaje od dnia zamieszczenia przez: a) Dyrektora Generalnego KOWR danych spółdzielni energetycznej w wykazie spółdzielni energetycznych Dyrektora KOWR, b) Prezesa URE danych spółdzielni energetycznej w wykazie spółdzielni energetycznych Prezesa URE - i trwa przez okres znajdowania się danych spółdzielni w tym wykazie.”; 20) w art. 95 w ust. 1 po wyrazach „art. 125b” dodaje się wyrazy „oraz kosztów, o których mowa w art. 30 ust. 7a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych”; 21) w art. 135a w ust. 9 wyraz „iloczyn” zastępuje się wyrazem „iloraz”; 25) w art. 170: a) w ust. 4 w pkt 1 i 2 po wyrazach „wynosi” dodaje się wyrazy „nie więcej niż”, b) w ust. 7: - w pkt 1, 2 i 3 po wyrazach „wynosi” dodaje się wyrazy „nie więcej niż”; - dodaje się pkt 4 w brzmieniu: „4) pkt 30 – wynosi od 5000 zł do 1 000 000 zł.”; 27) w art. 184i wyrazy „do dnia 31 grudnia 2025 r.” zastępuje się wyrazami „do dnia 31 grudnia 2035 r.”; 28) w art. 184n wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „Art. 184n. Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, w terminie do dnia 30 września 2026 r., maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2026 r., biorąc pod uwagę:”.	

	Art. 9. W ustawie z dnia 5 sierpnia 2015 r. o pracy na morzu (Dz.U. z 2023 r. poz. 2257 oraz z 2025 r. poz. 620) w art. 108 w ust. 1 po wyrazie „pogłębiarki” dodaje się wyrazy „, , kablownce, statki instalacyjne, statki badawcze”. Art. 10. W ustawie z dnia 20 lipca 2017 r. - Prawo wodne (Dz.U. z 2024 r. poz. 1087, 1089, 1473 oraz z 2025 r. poz. 216 i 680) w art. 261: 1) w ust. 6 w pkt 2 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 3 w brzmieniu: „3) grunty pokryte wodami pod strefami ochronnymi na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego, w tym pod strefami bezpieczeństwa, o których mowa w art. 24 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, oddawane w użytkowanie podmiotom, które uzyskały pozwolenie, o którym mowa w art. 26 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, lub decyzję, o której mowa w art. 5 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (Dz.U. z 2024 r. poz. 1199), dotyczące: a) zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych lub jego elementów, b) elementów sieci przesyłowej elektroenergetycznej, za których ruch sieciowy odpowiedzialny jest operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266, z późn. zm.²⁾).”. Art. 11. W ustawie z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2023 r. poz. 1762, z 2024 r. poz. 859 i 1847, oraz z 2025 r. poz. 303 i 759), w art. 1 pkt 41 dodawany art. 38ma otrzymuje brzmienie:	

²⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2024 r. poz. 834, 859, 1681, 1847 i 1881 oraz z 2025 r. poz. 303 i 759.

„Operator informacji rynku energii udostępnia za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii zagregowane dane pomiarowe: 1) spółdzielni energetycznej wpisanej do wykazu Dyrektora KOWR – Dyrektorowi Generalnemu KOWR, 2) spółdzielni energetycznej wpisanej do wykazu Prezesa URE – Prezesowi URE, - dotyczące wytworzonej i wprowadzonej do sieci, a następnie pobranej energii elektrycznej przez wszystkich wytwórców i odbiorców, będących członkami spółdzielni energetycznej, w zakresie niezbędnym do prowadzenia danego wykazu spółdzielni energetycznych oraz kontroli spełniania warunków, o których mowa w art. 38e.”. Art. 12. 1. Wytwórca, który przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy złożył oświadczenie, o którym mowa w art. 48 ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym oraz uzyskał warunki przyłączenia albo zawarł umowę o przyłączenie morskiej farmy wiatrowej, może złożyć do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej wnioski o zmianę wydanych warunków przyłączenia albo zawartej umowy o przyłączenie morskiej farmy wiatrowej na wstępne warunki przyłączenia w zakresie mocy nie większej niż różnica pomiędzy mocą zainstalowaną elektryczną wynikającą z wydanych warunków przyłączenia albo z zawartej umowy o przyłączenie morskiej farmy wiatrowej a mocą zainstalowaną elektryczną, o której mowa w art. 16 ust. 2 pkt 1, art. 18 ust. 4 lub art. 22 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym. 2. W okresie między dniem przekazania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki informacji, o której mowa w art. 30 ust. 2a ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą a podaniem do publicznej wiadomości wyników aukcji, o których mowa w art. 34 ust. 2 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, a w przypadku, o którym mowa w art. 33 ust. 5 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą aktualizacji tych wyników aukcji, zgodnie z art. 30 ust. 6 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, wnioski, o których mowa w ust. 1, nie podlegają rozpatrzeniu. 3. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej dokonuje zmiany, o której mowa w ust. 1, w terminie 30 dni od dnia	

otrzymania wniosku. Wstępne warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia dokonania zmiany, o którym mowa w zdaniu pierwszym, z uwzględnieniem ust. 5. 4. W przypadku, o którym mowa w ust. 3 zabezpieczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym podlega zwrotowi w terminie 30 dni od dnia dokonania zmiany, o której mowa w ust. 1, w wysokości pomniejszonej o koszty poniesione na realizację zawartej umowy o przyłączenie morskiej farmy wiatrowej. Wysokość zwrotu zabezpieczenia oraz kosztów o jakie jest ono pomniejszane następuje w zakresie, o którym mowa w ust. 1. Przepis art. 52 ust. 7 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym stosuje się odpowiednio. 5. W przypadku gdy aukcja w 2025 r. została unieważniona, z przyczyn, o których mowa w art. 34 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym albo nie została rozstrzygnięta z przyczyn, o których mowa w art. 30 ust. 6 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, wstępne warunki przyłączenia, o których mowa w ust. 1 stają się częścią dotychczasowych warunków przyłączenia z terminem ważności dotychczasowych warunków przyłączenia albo dotychczasowa umowa o przyłączenie morskiej farmy wiatrowej podlega dostosowaniu do jej brzmienia przed zmianą, o której mowa w ust. 1, pod warunkiem: 1) ponownego złożenia oświadczenia, o którym mowa w art. 48 ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, 2) ponownego wniesienia zabezpieczenia, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą – do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej w terminie 60 dni od dnia publikacji informacji o unieważnieniu albo braku rozstrzygnięcia aukcji, albo o wynikach aukcji na stronie internetowej Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „Prezesem URE”. 6. W przypadku niespełnienia warunków, o których mowa w ust. 5, wstępne warunki przyłączenia tracą ważność w terminie określonym w ust. 5, a przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej odmawia dostosowania umowy o przyłączenie morskiej farmy wiatrowej. Art. 13. 1. W przypadku, gdy aukcja przeprowadzona w 2025 r. nie zostanie rozstrzygnięta z uwagi na zaistnienie przesłanki, o której mowa w art. 30 ust. 6 ustawy	

zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, Prezes URE może w roku kolejnym przeprowadzić aukcję interwencyjną na uzyskanie prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzonej do sieci przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 27 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, dla łącznej maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych wynikającej z art. 29 ust. 3 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym.

2. Do aukcji interwencyjnej stosuje się przepisy art. 30-37 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

Art. 14. Ogłoszenie o aukcji, o którym mowa w art. 30 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, zamieszczone w Biuletynie Informacji Publicznej URE przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, za wyjątkiem terminu, o którym mowa w art. 30 ust. 2 pkt 2 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, oraz regulamin aukcji, o którym mowa w art. 30 ust. 8 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, ogłoszony w Biuletynie Informacji Publicznej URE przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy podlegają aktualizacji przez Prezesa URE w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 15. 1. Zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji, o których mowa w art. 27 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, wydane na podstawie przepisów dotychczasowych zachowują ważność przez okres, na jaki zostały wydane.

2. Do wniosków, o których mowa w art. 26 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, złożonych i nierozpatrzonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się odpowiednio art. 26 i 27 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

Art. 16. 1. W sprawach o wydanie pozwoleń na układanie i utrzymywanie kabli lub rurociągów, o których mowa w art. 26 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 2 w brzmieniu dotychczasowym, lub uzgodnień, o których mowa w art. 27 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 2 w brzmieniu dotychczasowym, dotyczących zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementów, wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy stosuje się przepisy art. 27a ust. 2 pkt 9 ustawy zmienianej w art. 2, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

2. W postępowaniach, o których mowa w ust. 1, w przypadku gdy do wniosku, o którym mowa w art. 27a ustawy zmienianej w art. 2 w brzmieniu dotychczasowym, dołączono wstępne warunki przyłączenia, w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy wnioskodawca uzupełnia wniosek o wydanie pozwolenia na układanie i utrzymywanie kabli lub rurociągów lub wniosek o wydanie uzgodnienia. 3. W przypadku nieuzupełnienia wniosku w terminie, o którym mowa w ust. 2, postępowania, o których mowa w ust. 1, umarza się. Art. 17. 1. W przypadku gdy wytwórca energii elektrycznej w instalacji, o której mowa w art. 135a ust. 8 ustawy zmienianej w art. 8, w okresie od dnia 1 lipca 2025 r. do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, nie spełniał wymogów, o których mowa w tym przepisie, w terminie 60 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy może złożyć sprawozdanie miesięczne oraz wniosek o pokrycie ujemnego salda, o których mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3 ustawy zmienianej w art. 8 odrębnie za poszczególne miesięczne okresy rozliczeniowe przypadające od dnia 1 lipca 2025 r. do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. Za okresy objęte wnioskami, o których mowa w zdaniu pierwszym nie należą się odsetki. 2. Wytwórca, o którym mowa w ust. 1, na moment składania wniosku, o którym mowa w ust. 1, spełnia wymogi, o których mowa w art. 135a ust. 8 ustawy zmienianej w art. 8. 3. Do wniosku, o którym mowa w ust. 1: 1) nie stosuje się przepisu art. 93 ust. 3a – ust. 3c ustawy zmienianej w art. 8; 2) stosuje się przepisy art. 93 ust. 9 ustawy zmienianej w art. 8. 4. Do wniosku o pokrycie ujemnego salda złożonego przez wytwórcę energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 135a ust. 8 pkt 1 i 2 ustawy zmienianej w art. 8, i nierozpatrzonego przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się art. 135a ust. 9 ustawy zmienianej w art. 8 w brzmieniu dotychczasowym. Art. 21. Do postępowań w sprawie wymierzenia kar, o których mowa w art. 170 ust. 4 pkt 1 i 2 oraz ust. 7 pkt 1-3 ustawy zmienianej w art. 8 w brzmieniu dotychczasowym wszczętych i niezakończonych ostateczną decyzją do dnia wejścia w życie niniejszej	

	ustawy, stosuje się przepisy ustawy zmienianej w art. 8, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą. Art. 22. Przepis art. 24 ust. 1 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą stosuje się do okoliczności, które zaistniały od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. Art. 23. 1. Członkowie klastra energii utworzonego przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy mogą stosować art. 38ag ustawy zmienianej w art. 8 pod warunkiem uzupełnienia porozumienia klastra energii, o którym mowa w art. 38aa ust. 1, o postanowienia, o których mowa w art. 38aa ust. 2 pkt 7 ustawy zmienianej w art. 8 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą. 2. Umowy, o których mowa w art. 38ag ust. 1 ustawy zmienianej w art. 8, zawarte z naruszeniem warunku, o którym mowa w ust. 1, są nieważne. Art. 24. Klastry energii, o których mowa w art. 2 pkt 15a, ustawy zmienianej w art. 8, utworzone przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy są klastrami energii w rozumieniu art. 2 pkt 15a ustawy zmienianej w art. 8 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą. Art. 25. 1. Wykaz spółdzielni energetycznych, o którym mowa w art. 38f ust. 2 ustawy zmienianej w art. 8 w brzmieniu dotychczasowym, z dniem wejścia w życie niniejszej ustawy staje się wykazem spółdzielni energetycznych działających na obszarach gmin wiejskich i miejsko-wiejskich w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej prowadzonym przez Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa, o którym mowa w art. 38f ust. 3 ustawy zmienianej w art. 8 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą. 2. Spółdzielnia energetyczna w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy zmienianej w art. 8, wpisana do wykazu spółdzielni energetycznych, o którym mowa w art. 38f ust. 3 ustawy zmienianej w art. 8 w brzmieniu dotychczasowym, z dniem wejścia w życie niniejszej ustawy staje się spółdzielnią energetyczną wpisaną do wykazu spółdzielni energetycznych działających na obszarach gmin wiejskich i miejsko-wiejskich w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej prowadzonego przez Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka	

Wsparcia Rolnictwa, o którym mowa w art. 38f ust. 3 ustawy zmienianej w art. 8 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą. 3. Tworzy się wykaz spółdzielni energetycznych działających na obszarach gmin miejskich w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej prowadzony przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Art. 26. Przepisów: 1) art 38c ust. 5a, art 38e ust. 1 pkt 1, art 38f ust. 2 i 3, art 38g ust. 1, 6 i 6a, art. 38h ust. 1-3, art. 38i, art. 38j ust.1 i 2, art. 38k, art. 38l ust. 1 i ust. 4, art. 38m ust. 1 i 2, art. 38n ust. 1, art. 40 ust. 1b pkt 2 ustawy zmienianej w art. 8 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, 2) art. 38f ust. 4, art. 38g ust. 2 pkt 3 lit. h oraz ust. 6b, art. 38j ust. 1a, art. 38la ustawy zmienianej w art. 8 oraz art. 11 i art. 25, 3) art. 261 ust. 6 pkt 3 ustawy zmienianej w art. 10 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą - nie stosuje się do dnia wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej wynikającej z tych przepisów z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez Komisję Europejską, że zmiana tych przepisów nie stanowi nowej pomocy publicznej. Art. 30. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem art. 3, który wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2026 r., oraz art. 11, który wchodzi w życie z dniem 20 października 2026 r.	

ROZPORZĄDZENIE

MINISTRA KLIMATU I ŚRODOWISKA ¹⁾

z dnia

w sprawie sposobu przygotowania projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawianego źródła energii²⁾

Na podstawie art. 160g ust. 6 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z ... r. poz. ...) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa sposób:

- 1) przygotowania projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawianego źródła energii;
- 2) dokumentowania prac w zakresie projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawianego źródła energii.

§ 2. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) obszar przyspieszonego rozwoju instalacji odnawianego źródła energii – obszar przyspieszonego rozwoju instalacji odnawianego źródła energii w rozumieniu art. 2 pkt 19d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii;
- 2) plan obszarów przyspieszonego rozwoju OZE – plan obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawianego źródła energii, o którym mowa w art. 160g ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii;
- 3) ustawa – ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.

§ 3. 1. Do przygotowania projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE dopuszcza się stosowanie:

¹⁾ Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – klimat, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 25 lipca 2025 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz.U. z 2025 r. poz. 995).

²⁾ Niniejsze rozporządzenie w zakresie swojej regulacji wdraża dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniającą dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylającą dyrektywę Rady (UE) 2015/652 (Dz. Urz. UE L z 31.10.2023).

- 1) map w skali od 1:500 do 1:10 000 – w zależności od powierzchni tego obszaru i jego charakteru, a także rodzaju i mocy instalacji odnawialnego źródła energii oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia;
- 2) map w skali nie większej niż 1:2000 – dla obszarów o intensywnej zabudowie lub na których znajduje się infrastruktura techniczna lub transportowa oraz dla sztucznych powierzchni na obszarach form ochrony przyrody, o których mowa w art. 6 ust. 1 pkt 1-9 ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody (Dz. U. z 2024 r. poz. 1478 i 1940), krajobrazów priorytetowych w rozumieniu art. 2 pkt 16f ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, głównych szlaków migracyjnych ptaków i ssaków oraz określonych na podstawie map wrażliwości przyrody w rozumieniu art. 2 pkt 18b ustawy.

2. W przypadku gdy linia rozgraniczająca obszary lub powierzchnie, które uznaje się za obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii od obszarów lub powierzchni, których nie uznaje się za takie obszary, ma wspólny przebieg z granicą działki ewidencyjnej, wyznacza się ją z wykorzystaniem geometrii działek ewidencyjnych, pochodzących z bazy danych, o której mowa w art. 4 ust. 1a pkt 2 ustawy z dnia 17 maja 1989 r. – Prawo geodezyjne i kartograficzne (Dz. U. z 2024 r. poz. 1151 i 1824).

3. Podstawowe oznaczenia graficzne i nazwy dotyczące linii stosowanych w projekcie planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE określa załącznik do rozporządzenia.

§ 4. Z przebiegu czynności, o których mowa w art. 160i-160k oraz 160m ustawy, sporządza się dokumentację prac, składającą się z:

- 1) uchwały sejmiku województwa o przystąpieniu do sporządzania projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, o której mowa w art. 160i ust. 1 ustawy;
- 2) prognozy skutków finansowych uchwalenia projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE;
- 3) wykazu materiałów;
- 4) prognozy oddziaływania na środowisko;
- 5) zawiadomień gmin o podjęciu uchwały o przystąpieniu do sporządzania projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE wraz z dowodami ich doręczenia;
- 6) dowodów ogłoszeń o rozpoczęciu konsultacji społecznych projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE:

- a) przez publikację w prasie w rozumieniu art. 7 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 26 stycznia 1984 r. - Prawo prasowe (Dz.U. z 2018 r. poz. 1914),
 - b) przez wywieszenie w widocznym miejscu na terenie objętym sporządzanym projektem planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE lub w siedzibie obsługującego go urzędu,
 - c) przez udostępnienie informacji na stronie internetowej obsługującego go urzędu, o ile taką posiada, oraz w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej obsługującego go urzędu,
 - d) w sposób zwyczajowo przyjęty w danej gminie;
- 7) wystąpień do właściwych organów i podmiotów o uzgodnienie projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE oraz o opinie dotyczące rozwiązań przyjętych w projekcie planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE wraz z dowodami ich doręczenia;
 - 8) wykazu uwag zgłoszonych w ramach konsultacji społecznych do projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, zawierającego sposób ich rozpatrzenia;
 - 9) wykazu stanowisk złożonych w ramach uzgodnienia lub opiniowania do projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, zawierającego sposób ich rozpatrzenia;
 - 10) dowodów potwierdzających czynności ponawiane w związku z uwzględnieniem uwag zgłoszonych w ramach konsultacji publicznych;
 - 11) listy osób, które sporządziły projekt planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, zawierającej imię i nazwisko, z podaniem informacji o spełnieniu warunku, o którym mowa w art. 160g ust. 4 ustawy;
 - 12) wszystkich wersji danych przestrzennych utworzonych dla projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE.

§ 5. 1. Dokumentację prac prowadzi się w postaci elektronicznej, zawierającej dokumenty elektroniczne lub odwzorowanie cyfrowe dokumentów papierowych, z uwzględnieniem przepisów ustawy z dnia 14 lipca 1983 r. o narodowym zasobie archiwalnym i archiwach (Dz. U. z 2020 r. poz. 164).

2. Dopuszczalne formaty plików wchodzących w skład dokumentacji prac prowadzonej w postaci elektronicznej są zgodne z wymienionymi w przepisach wydanych na podstawie art. 18 pkt 3 ustawy z dnia 17 lutego 2005 r. o informatyzacji działalności podmiotów realizujących zadania publiczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 1557 i 1717).

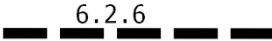
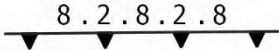
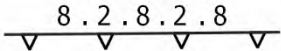
§ 6. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

**MINISTER KLIMATU
I ŚRODOWISKA**

**W porozumieniu
MINISTER ROZWOJU
I TECHNOLOGII**

PODSTAWOWE OZNACZENIA GRAFICZNE I NAZWY

**dotyczące linii stosowanych w projekcie planu
obszarów przyspieszonego rozwoju OZE**

Lp.	Nazwa oznaczenia	Oznaczenie graficzne, wymiary w mm	Grubość linii w mm	Wartości kolorów RGB
1	2	3	4	5
1	Granice województwa		1,5 dla linii kreskowej	R0 G0 B0
2	Linia rozgraniczająca obszary lub powierzchnie, które uznaje się za obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii		0,7 dla linii ciągłej	R0 G0 B0
3	Linia rozgraniczająca tereny, o których mowa art. 160g ust. 2 pkt 2 lit. a		0,35 dla linii ciągłej, trójkąt równoboczny o boku 2 mm	R0 G0 B0
4	Linia rozgraniczająca powierzchnie, o których mowa art. 160g ust. 2 pkt 2 lit. a		0,35 dla linii ciągłej, trójkąt równoboczny o boku 2 mm	R0 G0 B0

Objaśnienie:

Linie określone w tabeli kreśli się i wymiaruje w ich osi symetrii.

UZASADNIENIE

1. Cel wprowadzenia regulacji

Projekt rozporządzenia stanowi wykonanie upoważnienia ustawowego zawartego w art. 160g ust. 6 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361, 1847 i 1881).

Proponowane w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii rozwiązania wprowadzają ramy prawne dla ustanawiania obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii. Instytucja ta służy wdrożeniu dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniającej dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w zakresie promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylającą Dyrektywę (UE) 2015/652, zwaną dalej „dyrektywa RED III”, w szczególności art. 15b, 15c i 16a dyrektywy RED III. Dyrektywa RED III wpisuje się w politykę klimatyczno-energetyczną Unii Europejskiej, która m.in. przewiduje zwiększenie do 2030 r. udziału energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu energii końcowej do co najmniej 42,5%, z ambicją dojścia do 45%, co pozwoli na redukcję emisji gazów cieplarnianych o 55% w stosunku do 1990 r., wypełniając tym samym cele wyznaczone w pakiecie „Fit for 55”. Dla zrealizowania powyższych celów niezbędne było przeanalizowanie istniejących barier rozwoju instalacji odnawialnych źródeł energii. Kluczową barierą okazały się wydłużające procedury związane z realizacją inwestycji. Dlatego niezbędne okazało się wprowadzenie rozwiązań w zakresie tzw. „permittingu”, czyli wszelkich działań mających na celu skrócenie czasu na wydawanie niezbędnych pozwoleń inwestycyjno-budowlanych i przyłączanie instalacji odnawialnych źródeł energii do sieci.

Dyrektywa RED III wprowadziła m.in. potrzebę zmapowania obszarów niezbędnych do wniesienia krajowych wkładów w realizację ogólnego celu unijnego w zakresie energii odnawialnej wyznaczonego na 2030 r. oraz określenia krajowego potencjału i dostępnego obszaru lądowego, podpowierzchniowego, wód morskich lub wód śródlądowych, który jest niezbędny do instalacji odnawialnych źródeł energii, a także powiązanej z nimi infrastruktury, takiej jak instalacje sieciowe i magazynowe. Powstałe mapy zasobów powinny zostać udostępnione za pośrednictwem odpowiedniego kanału cyfrowego.

Wg rozwiązań projektowanych w nowelizacji ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, mapy potencjału odnawialnego źródła energii opracowane przez ministra

właściwego do spraw klimatu będą stanowiły podstawę do ustanowienia obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawianego źródła energii. Dla tych obszarów samorząd województwa będzie sporządzał plany obszarów przyspieszonego rozwoju OZE uchwalane przez sejmik województwa. Plan ten nie będzie aktem prawa miejscowego a jedynie będzie wskazywał preferowaną lokalizację inwestycji w instalacje odnawialnych źródeł energii. Plan będzie sporządzany w granicach województwa. Przy czym, dla danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii będzie można sporządzić więcej niż jeden plan co zapewni elastyczność w jego uchwalaniu oraz usprawni ten proces. Projekt ustawy reguluje zawartość planu, procedurę jego uchwalania i aktualizacji. Projekt ustawy określa więc elementy planu oraz wymagane kwalifikacje w odniesieniu do osób, które go sporządzają. Ze względu jednak na charakter dokumentu oraz konieczność ujednolicenia sposobu sporządzania planu i jego formy, zarówno, niezbędne stało się określenie szeregu parametrów, w oparciu o które sporządza się plan, takich jak skala czy sposób dokumentowania prac planistycznych. Uspójnienie formy sporządzania planów pozwoli na wyeliminowanie wątpliwości organów jednostek samorządu terytorialnego a inwestorom ułatwi wgląd w te plany i podjęcie stosownej decyzji w sprawie inwestycji. Brak określenia w drodze rozporządzenia sposobu przygotowania projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE mógłby zaburzyć czytelność tego planu a w konsekwencji znacznie utrudnić inwestorom zapoznanie się z jego treścią. W efekcie w każdym z województw mógłby powstawać plan posiadający zupełnie inną szatę graficzną i sposób przedstawiania danych, co jest szczególnie istotne w przypadku inwestycji realizowanych na granicy dwóch lub więcej województw.

2. Szczegółowy opis wprowadzanych regulacji

Proponowany § 1 określa zakres projektowanej regulacji, natomiast § 2 definicje najczęściej używanych w projekcie rozporządzenia wyrażen.

W § 3 uregulowano dopuszczalną skalę sporządzania części graficznej projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE. Będzie to skala od 1:500 do 1:10 000 w zależności od powierzchni tego obszaru i jego charakteru, a także rodzaju i mocy instalacji odnawialnego źródła energii oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia. Przy czym, dokładniejsza skala znajdzie zastosowanie w odniesieniu do infrastruktury technicznej lub transportowej oraz dla sztucznych powierzchni na obszarach, na których lokalizacja obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnych źródeł energii będzie co do zasady zakazana. (1:2000). Jest to uzasadnione charakterem takich obiektów i powierzchni oraz wpływem

wytwarzania energii w tych lokalizacjach na bezpieczeństwo infrastruktury oraz wartości przyrodnicze. Jednocześnie zastosowano zasadę, w myśl której w przypadku wspólnego przebiegu linii rozgraniczających obszary, tereny lub powierzchnie, które uznaje się za obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, z granicami działek ewidencyjnych, linie te wyznacza się z wykorzystaniem geometrii działek ewidencyjnych.

§ 4 reguluje dokumentowanie prac w związku z opracowywaniem, uzgadnianiem i konsultacjami, a także uchwalaniem projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE. Przepis ten nakłada obowiązek utrwalania wszelkich czynności związanych z procedowaniem projektu planu, w tym z udostępnianiem projektu planu. Dlatego istotne będzie m.in. zachowanie dowodów publikacji czy przekazania projektu planu w celu konsultacji społecznych, uzgodnień czy opiniowania.

§ 5. W celu zapewnienia cyfryzacji całej procedury oraz ułatwienia dostępu do zgromadzonej dokumentacji, przesądzono, że dokumentacja prac planistycznych będzie prowadzona w postaci elektronicznej, zawierającej dokumenty elektroniczne lub odwzorowanie cyfrowe dokumentów papierowych, z uwzględnieniem przepisów ustawy z dnia 14 lipca 1983 r. o narodowym zasobie archiwalnym i archiwach (Dz. U. z 2020 r. poz. 164).

3. Załącznik do projektu rozporządzenia

Załącznik zawiera wzór podstawowych oznaczeń graficznych i nazewnictwa dotyczącego linii stosowanych w projekcie planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE. Powyższe zapewnieni spójność i czytelność projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE oraz umożliwi porównanie tych samych elementów w różnych planach obszarów przyspieszonego rozwoju OZE.

4. Wejście w życie.

Zgodnie z przepisem końcowym rozporządzenie wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

5. Ocena zgodności projektu rozporządzenia z prawem Unii Europejskiej.

W ocenie projektodawców projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

6. Notyfikacja.

Projekt rozporządzenia nie podlega procedurze notyfikacji aktów prawnych, określonej w przepisach rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.).

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii

Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

7. Wpływ na mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców.

Projekt rozporządzenia będzie miał pozytywny wpływ na sytuację mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców, gdyż wprowadzając regulacje w zakresie ujednolicenia sposobu przygotowania projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE oraz dokumentowania prac planistycznych, co pozwoli na ustandaryzowanie ww. planu, gwarantując tym samym lepszą jego przejrzystość oraz stosowanie.

8. Konsultacje projektu rozporządzenia.

Projekt rozporządzenia nie był przedmiotem pre-konsultacji. Zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248, z późn. zm.), projekt rozporządzenia zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie sposobu przygotowania projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawianego źródła energii Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Klimatu i Środowiska Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Miłosz Motyka – Podsekretarz Stanu, Ministerstwo Klimatu i Środowiska Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Michał Łęski – Zastępca Dyrektora Departamentu Odnawialnych Źródeł Energii, email: michal.leski@klimat.gov.pl; Wojciech Stańczuk – Naczelnik Wydziału Informacji Inwestycyjnej Odnawialnych Źródeł Energii, e-mail: wojciech.stanczuk@klimat.gov.pl	Data sporządzenia 2025-05-28 Źródło: Prawo UE: Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca Dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i Dyrektywę 98/70/WE w zakresie promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca Dyrektywę (UE) 2015/652 Nr w wykazie prac RM ...

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Projekt rozporządzenia stanowi wykonanie upoważnienia ustawowego zawartego w art. 160g ust. 6 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361, 1847 i 1881). Przepis ten nakłada na ministra właściwego do spraw klimatu w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa określenia, w drodze rozporządzenia, sposobu przygotowania projektu planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE oraz sposobu dokumentowania prac w zakresie planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, uwzględniając potrzeby kształtowania ładu przestrzennego, w tym przeciwdziałania powstawaniu konfliktów przestrzennych, ochrony środowiska, przyrody i krajobrazu, zaspokojenie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe.

Proponowane w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii rozwiązania wprowadzają ramy prawne dla ustanawiania obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii. Instytucja ta służy wdrożeniu dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniającej dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w zakresie promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylającą Dyrektywę (UE) 2015/652, zwaną dalej „dyrektywa RED III”, w szczególności art. 15b, 15c i 16a dyrektywy RED III. Dyrektywa RED III wpisuje się w politykę klimatyczno-energetyczną Unii Europejskiej, która m.in. przewiduje zwiększenie do 2030 r. udziału energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu energii końcowej do co najmniej 42,5%, z ambicją dojścia do 45%, co pozwoli na redukcję emisji gazów cieplarnianych o 55% w stosunku do 1990 r., wypełniając tym samym cele wyznaczone w pakiecie „Fit for 55”. Dla zrealizowania

powyższych celów niezbędne było przeanalizowanie istniejących barier rozwoju instalacji odnawialnych źródeł energii (zwanych dalej „instalacjami OZE”). Kluczową barierą okazały się wydłużające procedury związane z realizacją inwestycji. Dlatego niezbędne okazało się wprowadzenie rozwiązań w zakresie tzw. „permittingu”, czyli wszelkich działań mających na celu skrócenie czasu na wydawanie niezbędnych pozwoleń inwestycyjno-budowlanych i przyłączanie instalacji OZE do sieci.

At. 160g określa zawartość planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE oraz wymagane kwalifikacje w odniesieniu do osób, które go sporządzają. Ze względu jednak na charakter dokumentu oraz konieczność ujednolicenia sposobu sporządzania planu i jego formy, zarówno w części tekstowej jak i graficznej, niezbędne stało się określenie szeregu parametrów, w oparciu o które sporządza się plan oraz sposobu dokumentowania prac planistycznych. Uspójnienie formy sporządzania planów pozwoli na wyeliminowanie wątpliwości organów jednostek samorządu terytorialnego a inwestorom ułatwi wgląd w te plany i podjęcie stosownej decyzji w sprawie inwestycji. Brak określenia w drodze rozporządzenia wykonawczego sposobu przygotowania projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE mógłby zaburzyć czytelność tego planu a w konsekwencji znacznie utrudnić inwestorom zapoznanie się z jego treścią. W efekcie w każdym z województw mógłby powstawać plan posiadający zupełnie inną szatę graficzną i sposób przedstawiania danych, co jest szczególnie istotne w przypadku inwestycji realizowanych na granicy dwóch lub więcej województw.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Proponowane przepisy określają dopuszczalną skalę sporządzania części graficznej projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE. Będzie to skala od 1:500 do 1:10 000 w zależności od powierzchni tego obszaru i jego charakteru, a także rodzaju i mocy instalacji odnawialnego źródła energii oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia. Przy czym dokładniejsza skala znajdzie zastosowanie w odniesieniu do infrastruktury technicznej lub transportowej oraz dla sztucznych powierzchni na obszarach, na których lokalizacja obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnych źródeł energii będzie co do zasady zakazana. (1:2000). Jest to uzasadnione charakterem takich obiektów i powierzchni oraz wpływem wytwarzania energii w tych lokalizacjach na bezpieczeństwo infrastruktury oraz wartości przyrodnicze. Jednocześnie wprowadzono zasadę, w myśl której w przypadku wspólnego przebiegu linii rozgraniczających obszary, tereny lub powierzchnie, które uznaje się za obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, z granicami działek ewidencyjnych, linie te wyznacza się z wykorzystaniem geometrii działek ewidencyjnych.

Uregulowano dokumentowanie prac w związku z opracowywaniem, uzgadnianiem i konsultacjami, a także uchwalaniem projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE. Tym samym nałożono obowiązek utrwalania wszelkich czynności związanych z procedowaniem projektu planu, w tym z udostępnianiem projektu planu. Dlatego istotne będzie m.in. zachowanie dowodów publikacji czy przekazania projektu

planu w celu konsultacji społecznych, uzgodnień czy opiniowania. W celu zapewnienia cyfryzacji całej procedury oraz ułatwienia dostępu do zgromadzonej dokumentacji, przesądzo, że dokumentacja prac planistycznych będzie prowadzona w postaci elektronicznej, zawierającej dokumenty elektroniczne lub odwzorowanie cyfrowe dokumentów papierowych, z uwzględnieniem przepisów ustawy z dnia 14 lipca 1983 r. o narodowym zasobie archiwalnym i archiwach (Dz. U. z 2020 r. poz. 164).

Załącznik zawiera wzór podstawowych oznaczeń graficznych i nazewnictwa dotyczącego linii stosowanych w projekcie planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE. Powyższe zapewnieni spójność i czytelność projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE oraz umożliwi porównanie tych samych elementów w różnych planach obszarów przyspieszonego rozwoju OZE.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Obecnie brak jest przykładów analogicznych rozwiązań prawnych dotyczących sposobu przygotowania projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji OZE, bowiem wiele Państw Członkowskich Unii Europejskiej jest obecnie na etapie wdrażania przepisów dyrektywy RED III.

Niemcy

Wobec potrzeby dalszego rozwoju sektora OZE oraz konieczności uniezależnienia energetycznego od Federacji Rosyjskiej po jej inwazji na Ukrainę, od 2022 r. Niemcy przyjęły szereg rozwiązań legislacyjnych mających służyć przyspieszeniu inwestycji w OZE. Wobec obowiązujących już przepisów dotyczących wyznaczania obszarów przeznaczonych do rozwoju energetyki słonecznej oraz energetyki wiatrowej, Niemcy nie dokonywały mapowania potencjału oraz nie tworzyły dotychczas procedur dotyczących wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji OZE.

Niemniej, obecnie jest procedowany projekt ustawy implementującej dyrektywę RED III, zgodnie z którym wyznaczanie obszarów przyspieszonego rozwoju dla fotowoltaiki i energetyki wiatrowej ma być przeprowadzane przez gminę. Uproszczeniu uleg mają procedury środowiskowe. Na obszarach przyspieszonego rozwoju instalacji OZE, właściwy organ zobowiązany będzie do przeprowadzenia jedynie procedury weryfikującej zgodność inwestycji ze strategiczną oceną oddziaływania na środowisko (tzw. screening), z wyjątkiem projektów transgranicznych.

Portugalia

W przeciwieństwie do Niemiec, Portugalia przeprowadziła kompleksowe mapowanie potencjału OZE, zgodnie z art. 15b dyrektywy RED III.

W pierwotnej wersji mapy wyłączono obszary wrażliwości środowiskowej, wskazując zarazem ok. 12% powierzchni kraju o najlepszych uwarunkowaniach do lokalizowania instalacji OZE. Tym samym, w sposób kompleksowy zidentyfikowano obszary pozwalające na wyznaczanie na ich terenie OPRO. Po weryfikacji

uwag zgłoszonych przez władze lokalne oraz organizacje pozarządowe i zastosowaniu bardziej restrykcyjnych kryteriów, zredukowano liczbę obszarów o niskiej wrażliwości środowiskowej do 3% terytorium Portugalii. Jednocześnie Ministerstwo Klimatu i Środowiska nie posiada informacji na temat prowadzonych w Portugalii prac legislacyjnych, mających na celu stworzenie procedur wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji OZE.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Minister właściwy ds. klimatu	1	Szacunki własne	Obowiązek wydania rozporządzenia w sprawie sposobu przygotowania projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawianego źródła energii.
Minister właściwy do spraw budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa	1	Szacunki własne	Uczestniczenie w pracach nad przygotowaniem rozporządzenia w sprawie sposobu przygotowania projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawianego źródła energii (w porozumieniu).
Samorząd wojewódzki	16	Dane GUS	Ułatwienie oraz usprawnienie prac na przygotowaniu projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE poprzez wprowadzenie jednolitych w skali kraju zasad jego sporządzania.
Gmina	2479	https://www.gov.pl/web/mswia/baza-jst	Zapewnienie czytelności planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE oraz

			ułatwienie koordynacji planów miejscowych z tymi planami poprzez wprowadzenie jednolitych w skali kraju zasad jego sporządzania.
Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych	191	Sprawozdanie Prezesa URE za 2023 r.	Zapewnienie przejrzystości planów obszarów przyśpieszonego rozwoju OZE oraz koordynacji planów rozwoju z tymi planami poprzez wprowadzenie jednolitych w skali kraju zasad jego sporządzania.
Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.		Zapewnienie przejrzystości planów obszarów przyśpieszonego rozwoju OZE oraz koordynacji planów rozwoju z tymi planami poprzez wprowadzenie jednolitych w skali kraju zasad jego sporządzania.
Operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych	50	Sprawozdanie Prezesa URE za 2023 r.	Zapewnienie przejrzystości planów obszarów przyśpieszonego rozwoju OZE oraz koordynacji planów rozwoju z tymi planami poprzez wprowadzenie jednolitych w skali kraju zasad jego sporządzania.
Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła lub chłodu	349	„Energetyka ciepła w liczbach 2023”, URE	Zapewnienie przejrzystości planów obszarów przyśpieszonego rozwoju OZE oraz koordynacji planów rozwoju z tymi planami

			poprzez wprowadzenie jednolitych w skali kraju zasad jego sporządzania.
Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska	1	https://www.gov.pl/web/gdos	Zapewnienie przejrzystości planów obszarów przyśpieszonego rozwoju OZE i tym samym ułatwienie oceny ich wpływu na środowisko poprzez wprowadzenie jednolitych w skali kraju zasad jego sporządzania.
Regionalni Dyrektorzy Ochrony Środowiska	16	https://www.gov.pl/web/gdos/rdos	Zapewnienie przejrzystości planów obszarów przyśpieszonego rozwoju OZE i tym samym ułatwienie oceny ich wpływu na środowisko poprzez wprowadzenie jednolitych w skali kraju zasad jego sporządzania.
Potencjalni wytwórcy energii z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii	Trudna do oszacowania		Zapewnienie przejrzystości planów obszarów przyśpieszonego rozwoju OZE i tym samym ułatwienie w podjęciu decyzji odnośnie realizacji inwestycji w danej lokalizacji poprzez wprowadzenie jednolitych w skali kraju zasad jego sporządzania.
Wytwórcy energii elektrycznej w małych instalacjach OZE	Ok. 3 100	Sprawozdanie URE za 2023 r.	Zapewnienie przejrzystości planów obszarów przyśpieszonego rozwoju OZE i tym

			samym ułatwienie w podjęciu decyzji odnośnie realizacji inwestycji w danej lokalizacji oraz wpływu nowych inwestycji na posiadane jednostki wytwórcze poprzez wprowadzenie jednolitych w skali kraju zasad jego sporządzania.
Klastry energii	7	Rejestr klastrów energii PURE	Zapewnienie przejrzystości planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE i tym samym ułatwienie w podjęciu decyzji odnośnie realizacji inwestycji w danej lokalizacji oraz wpływu nowych inwestycji na posiadane jednostki wytwórcze poprzez wprowadzenie jednolitych w skali kraju zasad jego sporządzania.
Wytwórcy energii z OZE posiadający koncesję na wytwarzanie	1 025 podmiotów	Sprawozdanie URE za 2023 r.	Zapewnienie przejrzystości planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE i tym samym ułatwienie w podjęciu decyzji odnośnie realizacji inwestycji w danej lokalizacji oraz wpływu nowych inwestycji na posiadane jednostki wytwórcze poprzez wprowadzenie jednolitych w skali kraju zasad jego sporządzania.
Wytwórcy w instalacjach OZE biorący udział	Kilka tysięcy	Szacunki własne (ok. 500–1000 wytwórców rocznie)	Zapewnienie przejrzystości planów

w aukcjach			obszarów przyśpieszonego rozwoju OZE i tym samym ułatwienie w podjęciu decyzji odnośnie realizacji inwestycji w danej lokalizacji oraz wpływu nowych inwestycji na posiadane jednostki wytwórcze poprzez wprowadzenie jednolitych w skali kraju zasad jego sporządzania.
Odbiorcy końcowi energii elektrycznej	17,6 mln	URE	Zapewnienie przejrzystości planów obszarów przyśpieszonego rozwoju OZE i tym samym lokalizacji potencjalnych nowych inwestycji w instalacje OZE oraz skoordynowanie z nimi własnych inwestycji poprzez wprowadzenie jednolitych w skali kraju zasad jego sporządzania.

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt nie był przedmiotem prekonsultacji.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz.U. z 2017 r. poz. 248 oraz z 2024 r. poz. 1535) i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. 2013 poz. 979), zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt zostanie przekazany do konsultacji (21 dni) do następujących podmiotów:

- 1) Agencja Rozwoju Przemysłu;
- 2) Bank Gospodarstwa Krajowego;
- 3) Enea;
- 4) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii;
- 5) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska;
- 6) Krajowa Izba Gospodarcza;
- 7) PGE;
- 8) ORLEN;
- 9) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej;
- 10) Polska Izba Morskiej Energetyki Wiatrowej;

- 11) Polski Fundusz Rozwoju;
- 12) Polski Komitet Energii Elektrycznej;
- 13) Polskie Sieci Elektroenergetyczne: PSE SA;
- 14) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej;
- 15) RWE;
- 16) Stowarzyszenie Branży Elektroenergetycznej;
- 17) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej;
- 18) Synthos Green Energy;
- 19) Tauron Polska Energia;
- 20) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie;
- 21) Towarzystwo Obrotu Energią;
- 22) Zarządca Rozliczeń S.A.;
- 23) Związek Banków Polskich;
- 24) Związek Polskich Pracodawców Handlu i Usług;
- 25) EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej;
- 26) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej;
- 27) Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności;
- 28) Instytut Gospodarki Nieruchomościami;
- 29) Instytut na Rzecz Ekorozwoju;
- 30) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie;
- 31) Izba Gospodarcza Wodociągi Polskie;
- 32) Polska Geotermalna Asocjacja;
- 33) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła;
- 34) Polskie Centrum Akredytacji;
- 35) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej;
- 36) Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki;
- 37) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne;
- 38) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego;
- 39) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych;
- 40) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki;
- 41) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej;
- 42) Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV;
- 43) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii;
- 44) Stowarzyszenie Małej Energetyki Wiatrowej;
- 45) Stowarzyszenie Papierników Polskich;
- 46) Stowarzyszenie Producentów Cementu;
- 47) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów;
- 48) Towarzystwo Elektrowni Wodnych;
- 49) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych;
- 50) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego;
- 51) Instytut Geografii i Przestrzennego Zagospodarowania im. Stanisława Leszczyckiego Polskiej Akademii Nauk;
- 52) Instytut Reform;
- 53) Instytut Rozwoju Miast i Regionów;
- 54) PKP S.A.;
- 55) PKP Energetyka;
- 56) Polskie Towarzystwo Informacji Przestrzennej;
- 57) Spółka Restrukturyzacji Kopalń S.A.;
- 58) Stowarzyszenie Geodetów Polskich;
- 59) Stowarzyszenie Gmin Przyjaznych Energii Odnawialnej;
- 60) Stowarzyszenie Polska Izba Urbanistów;

- 61) Unia Miasteczek Polskich;
- 62) Związek Gmin Wiejskich RP;
- 63) Związek Miast Polskich;
- 64) Związek Powiatów Polskich;
- 65) Związek Samorządów Polskich;
- 66) Związek Województw RP;
- 67) Krajowa Rada Spółdzielcza;
- 68) Krajowa Izba Kłastrów Energii i Odnawialnych Źródeł Energii;
- 69) Krajowa Izba Gospodarki Nieruchomościami;
- 70) Związek Rewizyjny Spółdzielni Mieszkaniowych;
- 71) Polska Izba Gospodarcza Towarzystw Budownictwa Społecznego;
- 72) Polska Organizacja Biometanu.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania (21 dni) następującym podmiotom:

- 1) Biuro Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej;
- 2) Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska;
- 3) Główny Urząd Nadzoru Budowlanego;
- 4) Młodzieżowa Rada Klimatyczna;
- 5) Prokuratoria Generalna Rzeczypospolitej Polskiej;
- 6) Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów;
- 7) Urząd Regulacji Energetyki;
- 8) Agencja Restrukturyzacji i Modernizacji Rolnictwa;
- 9) Generalna Dyrekcja Dróg Krajowych i Autostrad;
- 10) Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa;
- 11) Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie;
- 12) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców;

Projekt nie dotyczy praw i interesów związków zawodowych w rozumieniu ustawy z dnia 23 maja 1991 r. o związkach zawodowych (Dz. U. z 2025 r. poz. 440) ani organizacji pracodawców w rozumieniu ustawy z dnia 23 maja 1991 r. o organizacjach pracodawców (Dz. U. z 2025 r. poz. 423).

Projekt podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej.

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucji dialogu społecznego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232, z późn. zm.), wobec czego nie będzie wymagał zaopiniowania przez RDS.

Projekt nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z konsultacji, zawierającym zestawienie przedstawionych stanowisk lub opinii i odniesienie się do nich przez organ wnioskujący, udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny, najpóźniej z dniem przekazania projektu na kolejny etap prac legislacyjnych.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie

[illegible]

Źródła finansowania	Opracowanie projektu zostanie pokryte w ramach obecnego limitu wydatków odpowiednich części budżetu państwa w części budżetowej 41 – Środowisko (dysponent Minister Klimatu i Środowiska).

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Projekt nie generuje dodatkowych wydatków po stronie budżetu państwa oraz budżetów jednostek samorządu terytorialnego. Celem projektu jest ujednolicenie sposobu sporządzania planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE. Projekt ułatwi samorządom województw sporządzenie planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, stanowiąc wskazówkę odnośnie metody ich sporządzania.

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

		Skutki						
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0-10)
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z r.)	duże przedsiębiorstwa	0	0	0	0	0	0	0
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	0	0	0	0	0	0	0
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0	0	0	0	0	0	0
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze	0	0	0	0	0	0	0
	(dodaj/usuń)							
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Projekt będzie miał pozytywny wpływ na decyzje inwestorów odnośnie lokalizacji instalacji OZE poprzez zapewnienie jednolitych w skali kraju zasad sporządzania, w formie cyfrowej, planów						
	sektor mikro-,							

	małych i średnich przedsiębiorstw	obszarów przyspieszonego rozwoju OZE. Tym samym przedsiębiorcy uzyskają łatwy dostęp do tych planów i będą mogli w sposób prosty porównać najdogodniejsze lokalizacje instalacji OZE. Doprowadzi to tym samym do przyspieszenia realizacji inwestycji. Obywatele uzyskają zaś przejrzystą informację na temat planowanych inwestycji co pozwoli na skoordynowanie, z odpowiednim wyprzedzeniem, szeregu zamierzeń inwestycyjnych w danej gminie.	
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe		
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze		
Niemierzalne			
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń			
8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu			
☐ nie dotyczy			
Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).		☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy	
☒ zmniejszenie liczby dokumentów ☒ zmniejszenie liczby procedur ☒ skrócenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:		☐ zwiększenie liczby dokumentów ☐ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:	
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.		☒ tak ☐ nie ☐ nie dotyczy	
Proponowana zmiana ma na celu ułatwienie i ujednolicenie procedur, a tym samym przyspieszenie załatwiania spraw.			
9. Wpływ na rynek pracy			
Projekt nie będzie miał bezpośredniego wpływu na rynek pracy, niemniej jednak zaproponowane rozwiązania mogą mieć pośredni wpływ na utrzymanie miejsc pracy lub wzrost zatrudnienia wynikający z rozwoju instalacji OZE dzięki wprowadzeniu instrumentów prawnych ułatwiających inwestycje w tym zakresie.			
10. Wpływ na pozostałe obszary			
☒ środowisko naturalne ☒ sytuacja i rozwój regionalny ☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe	☐ demografia ☐ mienie państwowe ☐ inne: odnawialne źródła energii	☒ informatyzacja ☐ zdrowie	
Omówienie wpływu	Ułatwienie w realizacji inwestycji w instalacje OZE poprzez zapewnienie jednolitych w skali kraju zasad sporządzania planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE może stać się skutecznym narzędziem do obniżenia emisyjności polskiego sektora energetycznego. Jednocześnie prowadzić to może do rozwoju regionalnego zarówno w branży instalacji OZE jak i innych branży dostarczających		

	komponenty czy usługi związane z jej rozwojem, a także uzależnionych od ciągłości dostaw energii. Cyfryzacja planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE zapewni ich dostępność i przejrzystość zarówno wobec inwestorów jak i organów administracji publicznej czy odbiorców końcowych.
11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego	
Planuje się, że rozporządzenie wejdzie 14 dni od dnia ogłoszenia.	
12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?	
Biorąc pod uwagę, że wspólnym celem projektowanych zmian jest zwiększenie udziału źródeł odnawialnych w krajowym zużyciu energii brutto oraz szeroko pojęty rozwój sektora energii zgodny z ambicjami redukcji emisyjności gospodarki i zobowiązaniami międzynarodowymi, kryterium ewaluacji będzie wzrost mocy zainstalowanej w odnawialnych źródłach energii wykazywany w KPEIK.	
13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)	
Brak załączników.	

ROZPORZĄDZENIE

RADY MINISTRÓW

z dnia

w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2026 r.

Na podstawie art. 184n ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z poz.) zarządza się, co następuje:

§ 1. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2026 r. wynosi, dla instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 83g ust. 3:

- 1) pkt 12-13 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, ... MWh, a jej wartość wynosi zł;
- 2) pkt 14-23 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, ... MWh, a jej wartość wynosi zł;
- 3) pkt 25 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, ... MWh, a jej wartość wynosi zł.

§ 2. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

PREZES RADY MINISTRÓW

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia jest realizacją upoważnienia ustawowego zawartego w art. 184n ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z poz. ...), zwanej dalej „ustawą”. Na jego podstawie Rada Ministrów ma określić jednorazowo w drodze rozporządzenia w terminie do dnia 30 września 2026 r. maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2026 r., biorąc pod uwagę:

- 1) politykę energetyczną państwa oraz dotychczasowy udział energii i paliw wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii zużywanych w energetyce oraz w transporcie;
- 2) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, jak również zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych;
- 3) potrzebę ochrony środowiska naturalnego, w tym zmniejszenia zanieczyszczenia azotem pochodzenia rolniczego, a także redukcji emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu;
- 4) potrzebę zapewnienia zrównoważonego gospodarowania zasobami wodnymi;
- 5) cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania energii lub paliw z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy;
- 6) potrzebę efektywnego wykorzystania energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych.

Wydanie rozporządzenia jest związane z normą ustanowioną w przepisie art. 83c ust. 2 ustawy, która stanowi, iż Rada Ministrów określa, w terminie do dnia 31 marca każdego roku maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w bieżącym roku kalendarzowym przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu oraz uzyskali potwierdzenie umożliwiające im przystąpienie do tych aukcji, albo złożyli stosowne oświadczenie, że warunki techniczne wytwarzania energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii nie uległy zmianie, w stosunku do informacji zawartych w deklaracji.

Zgodnie z ustawą o odnawialnych źródłach energii przepisy dotyczące aukcji na wsparcie operacyjne wejdą w życie z dniem 31 grudnia 2025 r., wymagają one jednak notyfikacji Komisji Europejskiej. W związku z tym, aby możliwe było przeprowadzenie aukcji operacyjnych w 2026 roku, konieczne będzie wydanie odpowiedniego rozporządzenia wykonawczego przed zaplanowanymi aukcjami - już po otrzymaniu pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej w ramach procesu notyfikacji pomocy publicznej. Należy podkreślić, że termin na wydanie rozporządzenia w 2026 r. został określony na wrzesień z uwagi na konieczność opracowania nowych rozwiązań, które wymagają pogłębionego dialogu z przedstawicielami branży oraz przeprowadzenia szerokich konsultacji publicznych. Ze względu na innowacyjny charakter proponowanych mechanizmów oraz konieczność zapewnienia ich

efektywnego wdrożenia, niezbędne jest zatem wydłużenie czasu na przygotowanie aktów wykonawczych oraz dostosowanie systemów administracyjnych. W związku z powyższym, konieczne było przesunięcie terminu odpowiednie dostosowanie terminu na wydanie rozporządzenia, tak aby umożliwić pełne i odpowiedzialne przeprowadzenie procesu legislacyjnego. W 2026 r. planowana jest sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w dotychczasowych instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, dzięki której zakłada się wsparcie operacyjne instalacji wykorzystujących:

- biogaz rolniczy – ... MW,
- biogaz pozyskany ze składowisk odpadów - ... MW,
- biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej – ...MW,
- biogaz inny niż wymieniony powyżej - ... MW,
- hydroenergię – ... MW,
- biomasę – ... MW

Łączny szacowany wolumen energii przeznaczony do sprzedaży w trakcie aukcji na wsparcie operacyjne w 2026 r. wynosi ... MWh. Łączna maksymalna wartość ww. wolumenów (stanowiąca iloczyn wolumenów oraz średniej wartości cen referencyjnych z roku 2026 dla poszczególnych technologii lub koszyków aukcyjnych) wynosi natomiast ... zł.

Projekt rozporządzenia dotyczy majątkowych praw i obowiązków przedsiębiorców lub praw i obowiązków przedsiębiorców wobec organów administracji publicznej. W zakresie wpływu regulacji na funkcjonowanie mikro, małych i średnich przedsiębiorstw wyjaśnienia wymaga, iż prezentowane rozwiązania legislacyjne wychodzą naprzeciw oczekiwaniom społecznym, branży oraz oczekiwaniom lokalnych przedsiębiorców, które kierowane były do administracji rządowej.

Projekt rozporządzenia nie zawiera przepisów technicznych, o których mowa w § 4 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.), i w związku z tym nie podlega notyfikacji.

Projekt rozporządzenia wymaga notyfikacji programu pomocowego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 743 z późn. zm.).

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Projektowane rozporządzenie nie jest sprzeczne z prawem Unii Europejskiej.

Projektowane rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

Nazwa projektu Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2026 r. Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Klimatu i Środowiska Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu - Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu -	Data sporządzenia ... r. Źródło: Art. 184n ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z poz. ...) Nr w wykazie prac Rady Ministrów -

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Rozporządzenie jest niezbędne do ogłoszenia i przeprowadzenia aukcji na wsparcie operacyjne dla instalacji wytwarzających energię elektryczną z OZE w 2026 r. w celu umożliwienia pokrycia uzasadnionych kosztów operacyjnych dla instalacji OZE po zakończeniu dotychczasowego, pierwotnego okresu wsparcia.

Wydanie rozporządzenia jest związane z normą ustanowioną w przepisie art. 83c ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z poz.), zwanej dalej „ustawą”, która stanowi, iż Rada Ministrów określa, w terminie do dnia 31 marca każdego roku maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w bieżącym roku kalendarzowym przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu oraz uzyskali potwierdzenie umożliwiające im przystąpienie do tych aukcji, albo złożyli stosowne oświadczenie, że warunki techniczne wytwarzania energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii nie uległy zmianie, w stosunku do informacji zawartych w deklaracji. Jednakże w celu organizacji aukcji na wsparcie operacyjne w 2026 r. konieczne jest jednorazowe wydanie przedmiotowego rozporządzenia w terminie po uzyskaniu notyfikacji systemu ze strony Komisji Europejskiej, a jednocześnie umożliwiającym Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki przeprowadzenie aukcji.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Projekt stanowi wykonanie upoważnienia ustawowego zawartego w art. 184n ustawy. Rozporządzenie określa maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (OZE), która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2026 r. przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu do aukcji albo oświadczenie, że warunki techniczne wytwarzania energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii nie uległy zmianie, w stosunku do informacji zawartych w deklaracji.

Zgodnie z art. 184n ustawy, Rada Ministrów przy określeniu maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2026 r., bierze pod uwagę:

- 1) politykę energetyczną państwa oraz dotychczasowy udział energii i paliw wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii zużywanych w energetyce oraz w transporcie;
- 2) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, jak również zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych;
- 3) potrzebę ochrony środowiska naturalnego, w tym zmniejszenia zanieczyszczenia azotem pochodzenia rolniczego, a także redukcji emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu;
- 4) potrzebę zapewnienia zrównoważonego gospodarowania zasobami wodnymi;
- 5) cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania energii lub paliw z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy;
- 6) potrzebę efektywnego wykorzystania energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych.

Przyjęte wartości wskazane w rozporządzeniu dla maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, z wyłączeniem instalacji hybrydowych, wynikają z najbardziej aktualnych wartości cen referencyjnych określonych dla poszczególnych instalacji odnawialnego źródła energii na rok 2026 r.

Szacuje się, iż w związku z realizacją aukcji w 2026 r. wsparcie obejmie następujący potencjał wytwórczy technologii wykorzystywanych w ramach instalacji odnawialnego źródła energii:

- biogaz rolniczy – ... MW,
- biogaz pozyskany ze składowisk odpadów - ... MW,
- biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej – ... MW,
- biogaz inny niż wymieniony powyżej - ... MW,
- hydroenergię – ... MW,
- biomasę – ... MW

Powyższe wartości zostały określone w oparciu o analizy otoczenia rynkowo-technologicznego, prowadzone przez Departament Odnawialnych Źródeł Energii Ministerstwa Klimatu i Środowiska, dokonane w konsultacji z branżą odnawialnych źródeł energii oraz kluczowe podmioty rynkowe.

Projekt rozporządzenia bierze pod uwagę założenia dla rozwoju OZE określone w takich dokumentach strategicznych, jak Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 (KPEiK) oraz Polityka energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040).

Łączny szacowany wolumen energii przeznaczony do sprzedaży w trakcie aukcji na wsparcie operacyjne w 2026 r. wynosi MWh. Łączna maksymalna wartość ww. wolumenów (stanowiąca iloczyn wolumenów oraz ceny referencyjnej na 2026 r.) wynosi zł.

Łączna maksymalna wartość pomocy publicznej wynikająca z różnicy pomiędzy wartością energii elektrycznej sprzedanej w drodze aukcji na wsparcie operacyjne, a rynkową wartością energii elektrycznej (tzw. ujemne saldo) wynosi zł.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Nie dotyczy – konstrukcja systemów wsparcia dla energii z odnawialnych źródeł energii należy do właściwości poszczególnych państw członkowskich UE. Mając na uwadze powyższe oraz biorąc pod uwagę specyfikę zaprojektowanego w Polsce aukcyjnego mechanizmu na wsparcie oraz jego indywidualne cechy, brak jest możliwości wskazania tożsamyh rozwiązań w innych krajach członkowskich OECD/UE.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Wytwórcy zainteresowani kontynuacją wytwarzania energii elektrycznej w małych oraz wielkoskalowych instalacjach odnawialnego źródła energii.	Ok. 1100 podmiotów	Informacje Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie ogłoszenia wyników poszczególnych aukcji, w których wskazywana jest m.in. liczba wszystkich złożonych ofert. Szacunki własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska.	Uwzględnienie w rozporządzeniu maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z OZE, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w roku 2026 umożliwi dalsze funkcjonowanie istniejących instalacji OZE, przyczyniając się do wypełnienia zobowiązań wspólnotowych oraz własnych celów w zakresie energetyki odnawialnej.
Odbiorcy końcowi.	Kilkanaście milionów gospodarstw domowych.	Dane Głównego Urzędu Statystycznego.	Mechanizm aukcyjny na kontynuację wsparcia operacyjnego może powodować obciążenie odbiorców końcowych energii tzw. opłatą OZE,
Producenci urządzeń na potrzeby instalacji OZE, firmy budowlane specjalizujące się w segmencie energetyki odnawialnej, firmy transportowe dostarczające paliwa biomasowe itp.	Kilkuset.	Szacunki własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska.	Pozostanie na rynku OZE działających podmiotów utrzyma istniejący popyt na wymienione usługi.

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt nie był przedmiotem pre-konsultacji.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów, zostanie udostępniony

w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt zostanie przekazany do konsultacji (14 dni) do następujących podmiotów:

- 1) EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej,
- 2) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej,
- 3) Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności,
- 4) Instytut Gospodarki Nieruchomościami,
- 5) Instytut na Rzecz Ekorozwoju,
- 6) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii,
- 7) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska,
- 8) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie,
- 9) Izba Gospodarcza Wodociągi Polskie,
- 10) Krajowa Izba Gospodarcza,
- 11) PKN Orlen S.A.
- 12) Polska Geotermalna Asocjacja,
- 13) Polska Izba Biomasy,
- 14) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej,
- 15) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła,
- 16) Polski Komitet Energii Elektrycznej,
- 17) Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
- 18) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej,
- 19) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej,
- 20) Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki,
- 21) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne,
- 22) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego,
- 23) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
- 24) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki,
- 25) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej,
- 26) Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV,
- 27) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej,
- 28) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii,
- 29) Stowarzyszenie Małej Energetyki Wiatrowej,
- 30) Stowarzyszenie Papierników Polskich,
- 31) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów,
- 32) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
- 33) Towarzystwo Elektrowni Wodnych,
- 34) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych,
- 35) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego,
- 36) Związek Banków Polskich.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania (14 dni) następującym podmiotom:

- 1) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów,
- 2) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki,
- 3) Dyrektor Generalny Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa,
- 4) Prezes Prokuratury Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej,
- 5) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców,
- 6) Młodzieżowa Rada Klimatyczna.

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów organizacji pracodawców, projekt podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców. Projekt zostanie przekazany (30 dni) do następujących reprezentatywnych organizacji pracodawców:

- 1) Pracodawcy RP,
- 2) Konfederacja Lewiatan,
- 3) Związek Rzemiosła Polskiego,

- 4) Związek Pracodawców Business Centre Club,
5) Związek Przedsiębiorców i Pracodawców,
6) Federacja Przedsiębiorców Polskich.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. poz. 759).

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucjach dialogu społecznego, wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez RDS.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych, który zostanie udostępniony na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0-10)
Dochody ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wydatki ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Źródła finansowania	Z uwagi na konstrukcję aukcyjnego systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii oraz jego finansowanie, projekt rozporządzenia nie powoduje skutków finansowych dla budżetu państwa.
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Regulacja ma charakter wtórny wobec rozwiązań przyjętych w ustawie. Rozporządzenie zawiera regulacje dotyczące ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2026 r.

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

		Skutki						
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0-10)
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z r.)	duże przedsiębiorstwa	-	-	-	-	-	-	-
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	-	-	-	-	-	-	-
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	-	-	-	-	-	-	-

	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze	-	-	-	-	-	-	-
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie zawiera regulacje dotyczące ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2026 r.						
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie zawiera regulacje dotyczące ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w roku 2026 r.						
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie zawiera regulacje dotyczące ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2026 r.						
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze	Brak wpływu.						

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Do wyliczenia maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2026 r., wykorzystano m.in. ogólnodostępne dane Urzędu Regulacji Energetyki dotyczące istniejącej struktury wytwórczej, obejmującej istniejące instalacje OZE, które wychodzą z systemu świadectw pochodzenia. Obciążenie odbiorców końcowych wynikające z funkcjonowania przedmiotowego mechanizmu wsparcia OZE jest nieznaczne z uwagi na kontrakt różnicowy znany z dzisiejszych aukcji dla nowych instalacji, zaś w kolejnych latach będzie ulegać dalszej redukcji.

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

☒ nie dotyczy	
Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy
☐ zmniejszenie liczby dokumentów ☐ zmniejszenie liczby procedur ☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:	☐ zwiększenie liczby dokumentów ☐ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy

Komentarz: Brak.

9. Wpływ na rynek pracy

Regulacje zawarte w niniejszym projekcie zapewnią utrzymanie dotychczasowym miejsc pracy w sektorze OZE oraz sektorach pokrewnych, zapewniających serwis dotychczas wykorzystywanych urządzeń wytwórczych. Przedmiotowy wpływ jest jednak trudny do oszacowania.

10. Wpływ na pozostałe obszary

☒ środowisko naturalne ☒ sytuacja i rozwój regionalny ☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe	☐ demografia ☐ mienie państwowe ☐ inne:	☐ informatyzacja ☐ zdrowie

Omówienie wpływu	Przeprowadzenie aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z OZE w roku 2026 r. umożliwi utrzymanie istniejących instalacji z nisko lub zeroemisyjnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej, co w konsekwencji będzie miało pozytywny wpływ na środowisko naturalne. Ponadto, realizacja inwestycji OZE wpływa pozytywnie na rozwój regionalny, w tym rozwój lokalnego rynku pracy.

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Rozporządzenie wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Ewaluacja zostanie dokonana podczas opracowywania projektu rozporządzenia, które określi maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2026 r.

Przy opracowywaniu projektu rozporządzenia na 2026 r. zostanie dokonana analiza rozstrzygnięć aukcji przeprowadzonych na podstawie projektu, w tym w zakresie wolumenu nimi objętego, wartości energii objętej aukcjami, średnich cen zgłaszanych w czasie aukcji przez wytwórców.

Z uwagi na ograniczony charakter regulacji nie rekomenduje się wskazywania konkretnych mierników do ewaluacji.

13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)

-