

Załącznik 2. do aKPEiK

Scenariusz referencyjny

(ang. with existing measures, WEM)



Ministerstwo
Energii

Spis treści

Wprowadzenie.....	4
1. Wymiar obniżenie emisyjności.....	5
1.1. Emisje i pochłanianie gazów cieplarnianych oraz emisje innych substancji.....	5
1.1.1. Dotychczasowe trendy w zakresie emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w EU ETS i non-ETS oraz w sektorach LULUCF, a także w różnych sektorach energetycznych.....	5
1.1.2. Emisje gazów cieplarnianych.....	12
1.1.3. Emisje substancji zanieczyszczających powietrze.....	18
1.2. Energia ze źródeł odnawialnych.....	24
1.2.1. Wykorzystanie OZE ogółem w elektroenergetyce, ciepłownictwie i chłodnictwie oraz w transporcie.....	26
1.2.2. Wykorzystanie OZE w budynkach i w przemyśle.....	35
2. Wymiar „efektywność energetyczna”.....	37
2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej.....	38
2.2. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory.....	39
2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa.....	40
2.4. Zużycie nieenergetyczne.....	42
2.5. Intensywność zużycia energii pierwotnej.....	43
2.6. Wsad paliwowy w wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej.....	44
2.7. Wsad paliwowy w pozostałe procesy konwersji.....	44
2.8. Udział wytwarzania skojarzonego w produkcji energii elektrycznej i ciepła.....	45
2.9. Produkcja energii ciepłej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach.....	46
2.10. Produkcja energii ciepłej wytworzonej w indywidualnych źródłach ciepła.....	47
2.11. Potencjał wysokosprawnej kogeneracji.....	48
3. Wymiar „bezpieczeństwo energetyczne”.....	50
3.1. Krajowe zasoby energetyczne i stan infrastruktury wytwórczej.....	50
3.2. Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa.....	60
3.3. Import netto z podziałem na rodzaj paliwa.....	62
3.4. Główne źródła importu.....	64
3.5. Zużycie krajowe brutto paliw i energii.....	66
3.6. Produkcja energii elektrycznej i ciepła.....	67
3.7. Produkcja energii elektrycznej brutto z podziałem na paliwa.....	68
3.8. Zdolności wytwórcze energii elektrycznej z podziałem na źródła.....	71
4. Wymiar „wewnętrzny rynek energii”.....	73
4.1. Międzysystemowe połączenia energetyczne.....	73
4.1.1. Energia elektryczna.....	73
4.1.2. Gaz ziemny.....	81

4.2. Infrastruktura do przesyłu energii.....	90
4.2.1. Energia elektryczna	90
4.2.2. Gaz ziemny.....	94
4.2.3. Ropa naftowa i paliwa ciekłe.....	98
4.3. Rynek energii elektrycznej i gazu ziemnego, ceny energii.....	101
4.3.1. Obecna sytuacja na rynku energii elektrycznej.....	101
4.3.2. Obecna sytuacja na rynku gazu ziemnego	104
4.3.3. Obecny udział wydatków na energię w budżetach gospodarstw domowych.....	108
4.3.4. Koszty wytwarzania energii elektrycznej i wodoru.....	108
4.3.5. Ceny energii elektrycznej w podziale na sektory.....	109
4.3.6. Krajowe ceny detaliczne paliw.....	110
4.4. Nakłady na inwestycje związane z energią	111
5. Wymiar „badania naukowe, innowacje i konkurencyjność” – diagnoza	116
5.1. Obecne nakłady inwestycyjne na badania nad ograniczeniem emisji.....	116
5.2. Obecne ceny hurtowe i detaliczne energii elektrycznej na tle państw regionu i średniej UE	117
Wykaz regulacji UE (i nazwy zwyczajowe).....	122
Wykaz skrótów.....	125
Spis tabel.....	128
Spis wykresów i rysunków	130

Wprowadzenie

Niniejszy dokument zawiera wyniki analiz i prognoz w **scenariuszu WEM (ang. with existing measures)**, który rozumiany jest jako bazowy tj. scenariusz referencyjny.

Treść dokumentu prezentuje analizę i ocenę obecnej sytuacji oraz prognozy rozwoju sektora paliwowo-energetycznego przy istniejących¹ politykach i działaniach w obrębie pięciu głównych wymiarów unii energetycznej – *bezpieczeństwo energetyczne, wewnętrzny rynek energii, efektywność energetyczna, obniżenie emisyjności, oraz badań naukowych, innowacyjności i konkurencyjności*. W dokumencie zaprezentowano również opis prognozowanych stopniowych zmian głównych czynników zewnętrznych mających wpływ na rozwój systemu energetycznego i emisji gazów cieplarnianych. Założenia prognostyczne oraz metodyka prognozowania zostały przedstawione w załączniku 3. do aktualizacji KPEiK.

Raport zawiera zestaw danych statystycznych i prognostycznych odpowiadający wykazowi zamieszczonemu w Sekcji B (Podstawa analityczna) załącznika nr 1 do rozporządzenia UE 2018/1999 w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu – „Ramy ogólne dotyczące zintegrowanych planów krajowych w zakresie energii i klimatu”. Opracowane w ramach prac nad dokumentem informacje i wielkości liczbowe odnoszą się do obecnej sytuacji w krajowym systemie paliwowo-energetycznym i prognoz jego rozwoju.

Analizy i prognozy zostały wykonane przez Konsorcjum, w skład którego wchodziły: Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy (IOŚ-PIB) oraz Agencja Rynku Energii S.A. (ARE S.A.). W opracowaniu zawarto szczegółowy opis wykorzystanych do celów pracy metod obliczeniowych oraz przyjętych założeń, mających kluczowy wpływ na uzyskane wyniki. Dane statystyczne i zastosowane agregacje opisujące stan obecny i perspektywy rozwoju sektora paliwowo-energetycznego, bazują na metodyce EUROSTAT (zgodnie z rekomendacjami KE w zakresie przygotowywania krajowych planów). Dane prezentowane są w okresach pięcioletnich.

Wartości przedstawione dla roku 2025 mają charakter prognostyczny i służą celom analitycznym.
Dane te mogą odbiegać od danych statystycznych czy rynkowych w 2025 r.

¹ Scenariusz WEM uwzględnia działania i polityki obowiązujące na etapie przygotowania raportu lub takie, co do których decyzja polityczna została już podjęta. Za wdrożone polityki przyjęto, zgodnie z wytycznymi określonymi w unijnym rozporządzeniu 2018/1999, polityki i środki, co do których ma zastosowanie co najmniej jedno z poniższych kryteriów: obowiązują bezpośrednio stosowane przepisy unijne lub przepisy krajowe, zawarto co najmniej jedną dobrowolną umowę, przyznano środki finansowe, bądź zmobilizowano zasoby ludzkie.

1. Wymiar obniżenie emisyjności

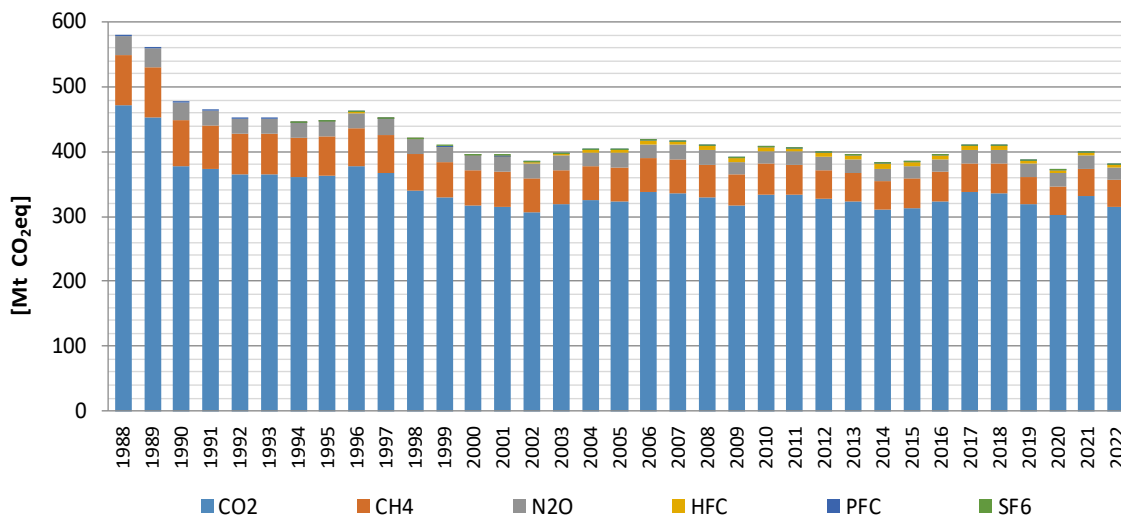
1.1. Emisje i pochłanianie gazów cieplarnianych oraz emisje innych substancji

1.1.1. Dotychczasowe trendy w zakresie emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w EU ETS i non-ETS oraz w sektorach LULUCF, a także w różnych sektorach energetycznych

Trendy w zakresie emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych zostały określone na podstawie *Krajowego Raportu Inwentaryzacyjnego 2024; Inwentaryzacji emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w Polsce dla lat 1988-2022*, wykonanej w ramach obowiązków sprawozdawczych na potrzeby Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, wykonane przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami – KOBIZE².

W niniejszym raporcie przedstawiono tendencje w zakresie zmian emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych, zgodnie z metodyką raportowania przyjętą w ramach UNFCCC i klasyfikacją IPCC oraz przy użyciu współczynników globalnego ocieplenia (tzw. GWP) z *Piątego raportu IPCC oceniającego zmiany klimatu* (tzw. AR5) w 100-letnim horyzoncie czasowym³.

Krajowa emisja gazów cieplarnianych wykazuje ogólnie trend spadkowy, przy czym od 2000 r. można mówić o bardzo łagodnym tempie tego spadku, jednakże występują także lata, w których następuje niewielki wzrost emisji. Udziały poszczególnych gazów, bez uwzględnienia emisji i pochłaniania z sektora LULUCF, zilustrowano na rysunku (Rysunek 1.1).



Rysunek 1.1. Emisje gazów cieplarnianych w latach 1988-2022 (z uwzględnieniem emisji pośredniej CO₂ i wyłączeniem emisji i pochłaniania z LULUCF) wg gazów

Źródło: KOBIZE, IOŚ-PIB

² <https://www.kobize.pl/pl/fileCategory/id/16/krajowa-inwentaryzacja-emisji>

³ <https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/> Appendix 8.A, str. 731

Dominującą rolę w emisji krajowej odgrywa dwutlenek węgla, którego udział w 2022 r. wyniósł 82,9%. Udział metanu i podtlenku azotu jest znacznie mniejszy i wynosi odpowiednio 10,7% i 5,2%. Fluorowane gazy przemysłowe (tzw. F-gazy) mają niewielki udział w krajowej emisji gazów cieplarnianych (łącznie ok. 1,2%), przy czym w Polsce nie odnotowano emisji NF_3 .

Emisje gazów cieplarnianych dla lat 1988-2022 w podziale na sektory przedstawiono w tabeli (Tabela 1.1).

W 2022 r. całkowita emisja gazów cieplarnianych w Polsce (z uwzględnieniem emisji pośredniej CO_2 i wyłączeniem emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych z LULUCF – użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo), przeliczona na ekwiwalent CO_2 , wynosiła 380,51 Mt CO_2eq i była mniejsza o 34,3% od emisji w roku bazowym 1988. Wielkość emisji z uwzględnieniem LULUCF w 2022 r. wynosiła 344,86 Mt CO_2eq i była mniejsza w stosunku do roku bazowego o 38,69%.

We wszystkich kategoriach źródeł zanotowano spadek emisji w stosunku do 1988 r. Największy spadek w emisji GHG zanotowano w kategoriach: 5. *Odpady*, 3. *Rolnictwo* i 1. *Energia* (odpowiednio o 80,4%, 33,5% i 33,4%). Spadek emisji w sektorze 5. był spowodowany rozwojem technologii składowania odpadów oraz legislacji w tym zakresie (w wyniku których w 2022 r. unieszkodliwiono 27,0% masy odpadów zgromadzonych na składowiskach w 1988 r.), oraz rozwojem recyklingu, biologicznego przetwarzania i termicznego przekształcania odpadów. W rolnictwie tak znaczący spadek emisji spowodowany był zmianami strukturalnymi i ekonomicznymi po 1989 r., w tym zmniejszeniem produkcji zwierzęcej i roślinnej (np. nastąpił spadek pogłowia bydła w latach 1988–2022 z ponad 10 mln szt. do ok. 6 mln, owiec z ponad 4 mln szt. do ok. 288 tys.). Z kolei redukcja emisji w kategorii 1. Energia związana była głównie z transformacją w przemyśle ciężkim oraz ze spadkiem zużycia i wydobycia węgla, a także z działaniami w kierunku poprawy efektywności energetycznej. W przypadku sektora 4. *Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo*, w 2022 r. odnotowano wyższy poziom akumulacji węgla w polskich lasach w stosunku do roku poprzedniego (Tabela 1.1).

Szczegółowe emisje gazów cieplarnianych w sektorze 1A. Spalanie paliw przedstawiono w tabeli (Tabela 1.2). Dominujący udział w emisji GHG ma podkategoria 1A1. Przemysły energetyczne, a w szczególności spalanie paliw w ramach 1A1a. Należy podkreślić, że w latach 1988-2022 nastąpił znaczny spadek emisji GHG związanej z produkcją energii elektrycznej i ciepła komercyjnego (w kategorii 1A1a) o prawie 42% (z 248 do 145 Mt CO_2eq). Przyczyną było zmniejszenie zużycia paliw o ponad 36%, a zwłaszcza ograniczenie zużycia paliw stałych - węgla kamiennego (o ok. 50%) i brunatnego (o ok. 22%). Istotny, dochodzący w ostatnich latach do ponad 18%, udział w emisji GHG ma kategoria 1A3. Transport. Emisja GHG z transportu wykazuje trend rosnący. Niewielki spadek tej emisji obserwowany był jedynie w 2020 r., co spowodowane było pandemią Covid-19 i ograniczeniem transportu drogowego. W kolejnej, pod względem wielkości emisji GHG, kategorii 1A2. Przemysł wytwórczy i budownictwo, widoczny jest wyraźny spadek emisji gazów cieplarnianych w okresie 1988-1992, spowodowany istotnymi zmianami w polskiej gospodarce, szczególnie w przemyśle ciężkim. Sytuacja ta była wynikiem rozpoczętej transformacji politycznej i przechodzenia od gospodarki centralnie sterowanej do wolnorynkowej. Następnie wystąpił wzrost emisji GHG w latach 1993-1996, będący rezultatem wzrostu gospodarczego. W kolejnym okresie następował spadek emisji, z nieznacznymi fluktuacjami, aż do 2009 r., w którym zauważalnie niższa wartość emisji gazów cieplarnianych związana była m.in. ze światową recesją gospodarczą. W dalszych latach poziom emisji GHG w ramach kategorii 1A2 był w miarę ustabilizowany (fluktuacje między kolejnymi latami nie przekraczały 10%). Wśród stacjonarnych źródeł spalania paliw (kategorie 1A1, 1A2, 1A4), kilkunastoprocentowy udział w emisji GHG ma również spalanie paliw w 1A4b. Gospodarstwa domowe. W tej kategorii również nastąpiła wyraźna redukcja emisji GHG w 2022 r. w stosunku do 1988 r. (o ok. 55%). Wynika ona głównie z ograniczenia zużycia paliw o ponad 17%, w tym przede wszystkim węgla kamiennego (spadek o prawie 69%) przy wzroście zużycia gazu ziemnego o ok. 77% i ponad 5-krotnym wzroście zużycia biomasy stałej.

Tabela 1.1. Emisje gazów cieplarnianych w latach 1988-2022 według sektorów [Mt CO₂eq]

Sektor	1988 ⁴	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
1. Energia	479,48	458,97	385,15	383,02	375,13	376,60	369,49	370,54	386,56	375,17	346,62	338,01	324,41	325,71	318,44	329,73	333,99	334,33
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	29,87	28,94	21,97	19,27	18,55	18,53	20,76	22,15	21,31	22,21	20,61	19,63	22,22	20,80	19,46	22,28	23,94	23,73
3. Rolnictwo	50,06	52,76	49,29	42,51	38,64	37,21	36,92	36,72	35,76	36,56	36,46	34,99	33,21	32,62	31,66	31,19	31,25	31,66
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo	-17,04	-21,77	-28,34	-21,42	-0,35	-8,21	-7,90	-18,33	-35,93	-36,02	-41,90	-39,30	-36,10	-28,55	-37,45	-39,64	-51,05	-50,57
5. Odpady	19,51	19,42	19,05	18,58	18,31	17,87	17,40	16,94	16,48	15,99	15,56	15,04	14,50	13,94	13,41	12,94	12,36	11,67
Emisje pośrednie CO ₂	0,62	0,58	0,26	0,30	0,32	0,36	0,40	0,37	0,39	0,39	0,40	0,40	0,46	0,46	0,49	0,48	0,56	0,55
Suma (z uwzg. LULUCF)*	562,49	538,90	447,39	442,25	450,60	442,38	437,06	428,40	424,56	414,31	377,74	368,77	358,70	364,97	346,02	356,99	351,06	351,37
Suma (bez LULUCF)*	579,53	560,66	475,72	463,67	450,96	450,58	444,96	446,73	460,49	450,33	419,64	408,06	394,80	393,53	383,47	396,62	402,10	401,94

* z uwzględnieniem emisji pośredniej CO₂

Sektor	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1. Energia	346,98	343,74	338,74	327,24	344,42	340,82	334,73	331,30	317,57	321,70	332,42	345,16	344,38	323,53	308,00	336,08	319,33
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	26,01	28,40	27,12	21,74	22,88	25,64	24,64	23,63	25,11	24,36	24,56	25,07	25,56	25,08	24,53	24,59	23,65
3. Rolnictwo	32,15	32,84	32,94	32,26	31,66	31,94	31,77	32,45	32,39	31,78	32,15	33,49	33,86	32,79	34,23	34,18	33,30
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo	-44,82	-38,09	-37,89	-37,95	-36,33	-41,97	-42,53	-44,91	-37,52	-34,10	-40,78	-41,66	-40,96	-22,56	-23,33	-23,92	-35,64
5. Odpady	10,90	10,12	9,00	8,31	7,71	6,87	6,37	5,87	5,48	5,10	4,68	4,69	4,72	4,54	4,16	4,05	3,82
Emisje pośrednie CO ₂	0,65	0,64	0,71	0,64	0,55	0,57	0,52	0,43	0,47	0,52	0,50	0,50	0,44	0,42	0,53	0,47	0,42
Suma (z uwzg. LULUCF)*	371,87	377,66	370,62	352,23	370,89	363,86	355,49	348,78	343,51	349,36	353,53	367,24	368,00	363,79	348,11	375,45	344,86
Suma (bez LULUCF)*	416,69	415,75	408,51	390,18	407,22	405,83	398,02	393,68	381,03	383,46	394,31	408,90	408,96	386,35	371,44	399,37	380,51

* z uwzględnieniem emisji pośredniej CO₂

Źródło: KOBIZE, IOŚ-PIB

⁴ Dane pochodzą ze zgłoszenia inwentaryzacji emisji GHG PL z 2024: <https://unfccc.int/ghg-inventories-annex-i-parties/2024>

Emisje gazów cieplarnianych ze źródeł, które są objęte unijnym system handlu emisjami (EU ETS) pochodzą z energetyki i ciepłownictwa, a także z części zakładów przemysłowych. Emisje raportowane przez instalacje objęte systemem EU ETS dotyczą przede wszystkim CO₂, ale także N₂O, głównie z produkcji kwasu azotowego.

Udział emisji z instalacji objętych systemem EU ETS w całkowitej emisji krajowej w Polsce w okresie 2005–2020 wyniósł ok. 50%, zmniejszając się z 52,5% w 2013 r. do 45,6% w 2020 r. W 2021 r. emisja w EU ETS wyniosła 192,0 Mt CO₂eq, zaś w 2022 r. – 184,1 Mt CO₂eq, co stanowiło 48% emisji krajowej.

Polska, podobnie jak inne państwa UE, nie posiada krajowego celu redukcyjnego na lata 2021-2030 nałożonego na emisje pochodzące ze źródeł objętych EU ETS, ponieważ limit na te emisje nałożony jest na poziomie całego unijnego systemu, zaś emisje w ramach tego limitu są rozliczane bezpośrednio przez prowadzących instalacje.

Zgodnie z decyzją PE i Rady nr 2009/406/WE w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w celu realizacji do 2020 r. zobowiązań Wspólnoty dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych (tzw. decyzja ESD) Polska miała obowiązek ograniczyć wzrost emisji gazów cieplarnianych do 14% w stosunku do poziomu z 2005 r. Biorąc pod uwagę cały okres 2013-2020 Polska wypełniła swój cel redukcyjny w sektorach non-ETS z niewielką nadwyżką wynoszącą 0,545 Mt CO₂eq. (Tabela 1.3).

Tabela 1.3. Porównanie emisji w sektorach non-ETS z przyznanymi rocznymi jednostkami emisji (AEA) w latach 2013-2020 (emisje wyrażone w kt CO₂eq przeliczonych wg GWP z AR4)

Parametr	2013	2014	2015	2016
Emisja non-ETS	186 095	181 543	186 772	198 665
Jednostki AEA	193 643	194 886	196 128	197 371
Różnica (AEA – non-ETS)	7 548	13 343	9 356	-1 294
Skumulowana nadwyżka AEA	–	20 890	30 246	28 952
Parametr	2017	2018	2019	2020
Emisja non-ETS	211 507	213 033	209 085	205 093
Jednostki AEA	199 974	201 710	203 446	205 181
Różnica (AEA – non-ETS)	-11 532	-11 323	-5 639	88
Skumulowana nadwyżka AEA	17 420	6 097	457	545

Źródło: KOBIZE, IOŚ-PIB

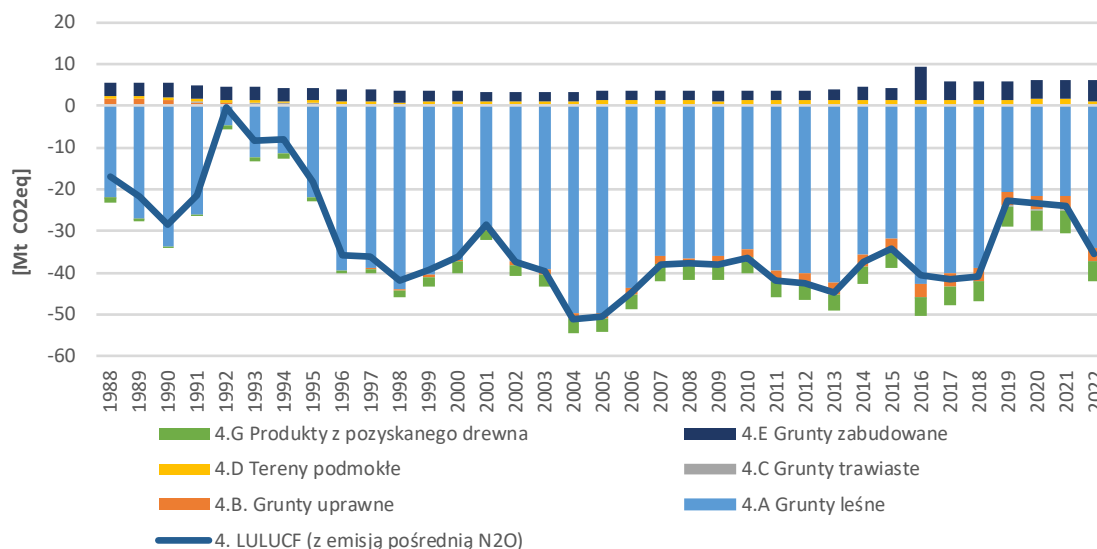
W ramach regulacji UE cel dla Polski to 17,7% redukcji do 2030 r. w stosunku do 2005 r. w obszarze sektorów nieobjętych systemem EU ETS. Porównanie oszacowanej emisji dla sektorów ESR dla lat 2021 i 2022 r. wraz z limitem jednostek przyznanых Polsce wskazuje, że emisja ta jest niższa od limitu o ponad 7 Mt CO₂eq w 2021 r. i o ponad 8 Mt CO₂eq w 2022 r. (Tabela 1.4). Zaprezentowane dane pochodzą ze zgłoszenia krajowej inwentaryzacji emisji do UE w 2024 r. i mogą ulec zmianie w 2027 r. po wszechstronnym przeglądzie UE.

Tabela 1.4. Obliczenie emisji w sektorze non-ETS w 2021 i 2022 r. oraz porównanie jej z rocznymi limitami emisji (przeliczonymi wg GWP z AR5)

Wyszczególnienie		Emisja w 2021 [kt CO ₂ eq]	Emisja w 2022 [kt CO ₂ eq]
A	Krajowa emisja gazów cieplarnianych (z emisją pośrednią CO ₂ , bez LULUCF)	399 369	380 509
B	Zweryfikowana emisja gazów cieplarnianych w EU ETS	192 033	184 146
C	Emisja CO ₂ z lotnictwa krajowego (1.A.3.a)	53	128
D	Emisja non-ETS (= A-B-C)	207 283	196 235
E	Roczny limit emisji (AEA) dla Polski w non-ETS	215 005	204 377
F	Różnica między AEA oraz emisją non-ETS (= E-D)	7 722	8 142

Źródło: KOBIZE, IOŚ-PIB

Sektor LULUCF uwzględnia emisje i pochłanianie gazów cieplarnianych z użytkowania gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwa. Zestawienie sald emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych dla lat 1988-2022, dla zagregowanych kategorii źródłowych sektora LULUCF (grunty leśne, grunty uprawne, grunty trawiaste, tereny podmokłe, grunty zabudowane, produkty z pozyskanego drewna), przedstawiono na rysunku (Rysunek 1.2).



Rysunek 1.2. Zagregowane saldo emisji gazów cieplarnianych sektora LULUCF w latach 1988-2021 wg kategorii źródłowych

Źródło: KOBIZE, IOŚ-PIB

Należy zauważyć, że zagregowana wartość salda emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych dla wszystkich kategorii sektora LULUCF, na przestrzeni analizowanego okresu (1988-2022), jest ujemna. Oznacza to, że łączny „wychwyt” CO₂ przewyższył łączną, wyrażoną w ekw. CO₂, sektorową emisję gazów cieplarnianych. Najwyższe wartości salda emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych z sektora LULUCF odnotowano w latach 2004-2005. W kolejnych latach nastąpił spadek pochłaniania, który uwidocznił się w szczególności w ostatnich latach (2019-2021). Jak już wspomniano wcześniej, w 2022 r. odnotowano wyższy poziom akumulacji węgla w polskich lasach w stosunku do roku poprzedniego.

Głównymi powodami znaczącego spadku pochłaniania (w postaci załamania dynamiki wzrostu wielkości zasobów drzewnych) w lasach od 2019 r. są m.in. długoterminowe skutki klęsk żywiołowych (suszy występujących od 2014 r., huraganowych wiatrów (i związanych z nimi wiatrołomów w 2017 r.), stanowiących bezpośrednią przyczynę zmian z zakresie szacowanych zasobów drzewnych na pniu, starzenie się drzewostanów wpływające na wykazywany poziom rocznego przyrostu bieżącego, a także – co istotne – znaczące zmiany dynamiki wydzielania się martwego drewna oraz wykazywanych charakterystyk w tym zakresie.

W przypadku gruntów leśnych, szacowane za 2022 r. saldo emisji i pochłaniania GHG wzrosło w stosunku do 2021 r. odpowiednio o 58,1%. W przypadku gruntów uprawnych, gruntów trawiastych oraz produktów drzewnych, szacowane za 2022 r. salda emisji i pochłaniania GHG zmniejszyły się w stosunku do 2021 odpowiednio o 0,8%; 49,1% oraz 12,7%. Jednocześnie, dla kategorii 4D. *Tereny podmokłe* oszacowane saldo emisji i pochłaniania GHG skutkujące emisją netto spadło o 27,6%, a dla kategorii 4.E. *Grunty zabudowane* oszacowane saldo wzrosło o 7,6%. Ponadto, w przypadku pochłaniania netto dla kategorii 4A. *Grunty leśne*, wartość szacowana za 2022 r. jest już tylko o ok. 7,8% niższa od wartości mediany pochłaniania netto dla kategorii 4A. *Grunty leśne* dla okresu 1988-2018, po którym, w 2019 r., nastąpiło załamanie trendu akumulacji węgla w polskich lasach.

Szczegółowe dane nt. sald emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w latach 1988-2022, dla zagregowanych kategorii źródłowych, przedstawiono w tabeli (Tabela 1.5).

Tabela 1.5. Krajowa inwentaryzacja emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w sektorze LULUCF w latach 1988-2021 wg kat. źródłowych [kt CO₂eq]

Kategoria IPCC	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
4.A Grunty leśne	-21 807	-26 880	-33 649	-26 232	-4 777	-12 204	-11 330	-21 996	-39 363	-38 956	-43 915	-40 588	-36 871	-28 984	-37 348	-39 114	-49 697	-49 594
4.B. Grunty uprawne	1 673	1 629	1 398	830	675	519	362	208	49	-118	-280	-440	-503	-896	-1 045	-1 212	-1 361	-1 434
4.C Grunty trawiaste	-182	-76	110	194	236	224	298	480	477	529	196	420	377	481	338	127	294	318
4.D Tereny podmokłe	649	824	657	599	589	626	582	669	639	587	607	701	681	520	623	1 064	925	1 012
4.E Grunty zabudowane	3 835	3 591	3 607	3 505	3 594	3 550	3 440	3 255	3 143	3 154	3 092	2 895	2 848	2 675	2 528	2 481	2 422	2 409
4.F Inne grunty	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
4.G Produkty z pozyskanego drewna	-1 206	-856	-459	-321	-669	-923	-1 254	-942	-878	-1 217	-1 603	-2 283	-2 633	-2 349	-2 551	-2 982	-3 631	-3 286
4.LULUCF	-17 037	-21 768	-28 337	-21 424	-352	-8 207	-7 902	-18 328	-35 934	-36 021	-41 903	-39 295	-36 101	-28 553	-37 454	-39 636	-51 048	-50 575

Kategoria IPCC	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
4.A Grunty leśne	-43 608	-36 102	-36 505	-36 126	-34 247	-39 667	-40 093	-42 436	-35 772	-31 678	-42 589	-40 183	-38 802	-20 740	-21 470	-21 500	-33 992
4.B. Grunty uprawne	-1 579	-1 761	-1 760	-2 055	-2 220	-2 448	-2 613	-2 755	-2 919	-3 131	-3 275	-3 188	-3 227	-3 201	-3 199	-3 210	-3 184
4.C Grunty trawiaste	380	367	354	267	260	245	217	199	280	107	-122	119	-168	-141	-301	-336	-171
4.D Tereny podmokłe	905	1 108	1 050	923	1 132	1 172	1 163	1 304	1 228	1 340	1 396	1 442	1 430	1 428	1 766	1 710	1 238
4.E Grunty zabudowane	2 544	2 394	2 612	2 503	2 571	2 499	2 555	2 621	3 544	3 268	8 129	4 717	4 580	4 823	4 700	4 803	5 166
4.F Inne grunty	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
4.G Produkty z pozyskanego drewna	-3 463	-4 097	-3 646	-3 463	-3 831	-3 768	-3 755	-3 840	-3 879	-4 007	-4 319	-4 569	-4 773	-4 730	-4 826	-5 384	-4 702
4.LULUCF	-44 820	-38 092	-37 895	-37 951	-36 335	-41 966	-42 525	-44 907	-37 518	-34 100	-40 781	-41 662	-40 960	-22 561	-23 330	-23 917	-35 644

Źródło: KOBIZE, IOS-PIB

1.1.2. Emisje gazów cieplarnianych

Projekcje emisji gazów cieplarnianych, a także substancji zanieczyszczających powietrze (zgodnie z dyrektywą NEC) do 2040 r., sporządzono na podstawie prognoz zmian aktywności w poszczególnych sektorach z uwzględnieniem klasyfikacji źródeł odpowiednio IPCC i NFR*, zawartych w następujących źródłach danych (Tabela 1.6):

Tabela 1.6. Źródła danych prognoz zmian aktywności, wykorzystane do projekcji emisji gazów cieplarnianych oraz zanieczyszczeń powietrza (zgodnie z dyrektywą NEC)

Sektor	Główne źródło danych	Dodatkowe źródła danych/uwagi
1. Energia	prognozy zmian aktywności w wybranych sektorach, opracowane przez ARE SA na potrzeby przygotowania aKPEiK, zamieszczone w rozdziałach 4.3 i 4.4 niniejszego raportu	
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów		Informacje pozyskane z organizacji branżowych, opracowań i artykułów branżowych i in. Prognozy GUS Prognozy zmian aktywności dla określonych sektorów gospodarki, opracowane przez KOBIZE IOŚ-PIB, na potrzeby przygotowania projekcji emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń powietrza, zamieszczone w raporcie: „Prognozy zmian aktywności w wybranych sektorach gospodarki - aktualizacja 2024”
3. Rolnictwo	prognozy zmian aktywności dla określonych sektorów gospodarki, opracowane przez KOBIZE IOŚ-PIB, na potrzeby przygotowania projekcji emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń powietrza, zamieszczone w raporcie: „Prognozy zmian aktywności w wybranych sektorach gospodarki - aktualizacja 2024”	Prognoza aktywności sektora rolnego w Polsce do 2050 r. na potrzeby KOBIZE. Instytut Ekonomiki Rolnictwa i Gospodarki Żywnościowej - Państwowy Instytut Badawczy. Redakcja: dr Konrad Prandecki
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo		Opracowania i analizy udostępniane w ramach projektu „Znaczenie lasów i gruntów z roślinnością leśną w pochłanianiu i magazynowaniu CO ₂ w ramach nowej strategii leśnej UE 2030 oraz pakietu ustaw „Gotowi na 55%”
5. Odpady		Krajowy plan gospodarki odpadami 2028 (KPGO 2028) MKiŚ 2023; Prognoza ludności na lata 2023-2060, GUS 2023

W prognozach uwzględniono realizację aktualnych polityk i przepisów w zakresie: poprawy efektywności energetycznej, zwiększenia bezpieczeństwa dostaw paliw i energii, dywersyfikacji struktury paliw w energetyce, rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii, rozwoju konkurencyjnych rynków paliw i energii oraz ograniczenia oddziaływania energetyki na środowisko.

Poniżej (Tabela 1.7; Rysunek 1.3) zaprezentowano syntetyczne wyniki prognozowanych dla lat 2025-2040 emisji gazów cieplarnianych w Polsce, w zestawieniu z emisją w latach 2005-2020, wg sektorów IPCC.

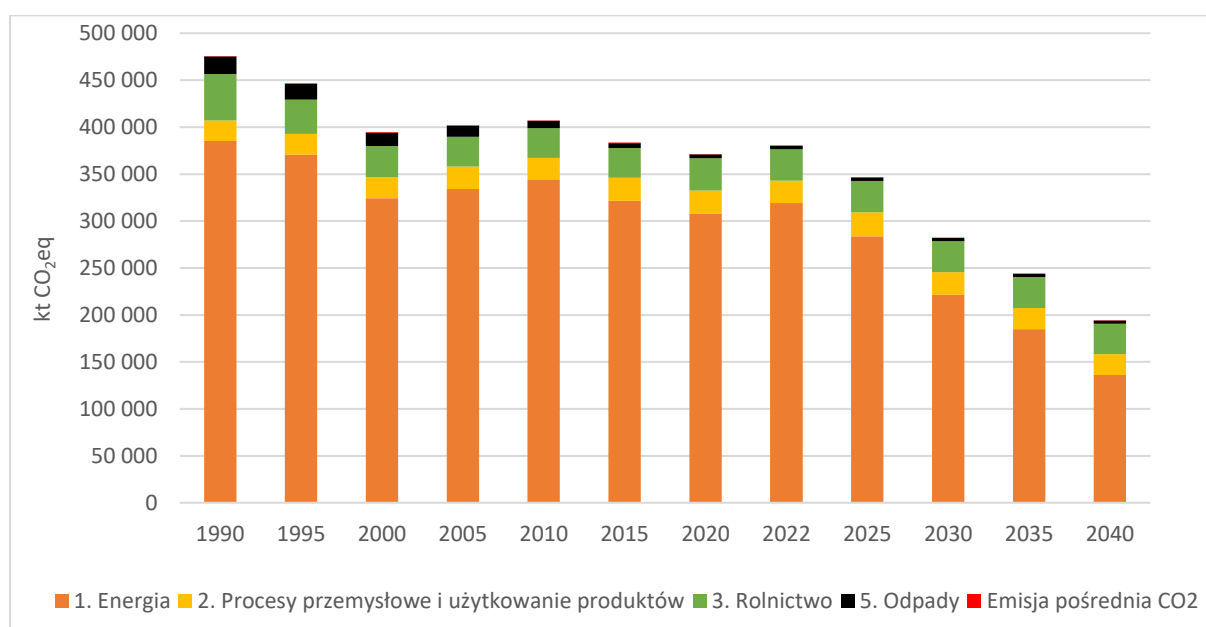
* NFR – ang. Nomenclature for Reporting, format podziału źródeł emisji na kategorie stosowany w ramach konwencji CLRTAP

Tabela 1.7. Projekcje emisji gazów cieplarnianych według sektorów

Sektor	Emisje GHG [kt CO ₂ eq]								
	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	385 148,74	334 328,14	344 424,45	321 697,02	307 997,84	283 793,32	221 716,49	185 023,54	136 253,58
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	21 971,96	23 732,01	22 882,28	24 356,91	24 526,59	25 407,17	23 663,62	22 339,82	22 003,00
3. Rolnictwo	49 291,32	31 659,35	31 659,59	31 775,06	34 225,49	33 509,30	33 131,70	32 994,79	32 420,76
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo	-28 336,99	-50 574,69	-36 334,72	-34 099,96	-23 330,17	-36 482,25	-28 817,15	-26 026,86	-19 562,23
5. Odpady	19 054,57	11 673,39	7 710,42	5 104,07	4 160,83	3 745,00	3 578,35	3 545,16	3 277,79
Emisje pośrednie CO ₂	257,16	551,23	545,29	522,68	527,67	405,62	400,57	393,29	387,61
Suma (z uwzgl. LULUCF)*	447 386,76	351 369,44	370 887,30	349 355,77	348 108,25	310 378,15	253 673,58	218 269,75	174 780,51
Suma (bez LULUCF)*	475 723,75	401 944,13	407 222,02	383 455,73	371 438,43	346 860,40	282 490,73	244 296,60	194 342,75

* z uwzględnieniem emisji pośredniej CO₂

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Rysunek 1.3. Emisje historyczne (1990-2020) oraz projekcje emisji gazów cieplarnianych (z uwzględnieniem emisji pośredniej CO₂ i wyłączeniem emisji i pochłaniania z LULUCF) wg sektorów

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Prognozuje się, że krajowa emisja gazów cieplarnianych (bez sektora LULUCF) wyniesie 282,5 mln ton CO₂eq w 2030 oraz 194,3 mln ton CO₂eq w 2040 r. i zmniejszy się w stosunku do 1990 r. o ok. 41% w 2030 r. oraz o ponad 59% w 2040 r. W sektorze energii redukcja emisji będzie na poziomie 42% w 2030 r. i 52% w 2040 r. Głównym czynnikiem zmniejszającym emisję GHG w sektorze energii jest spadek zużycia paliw zarówno w źródłach stacjonarnych, jak i mobilnych. Istotną redukcję emisji GHG zaobserwowano również w sektorze odpadów (o 81% w 2030 r. i o 83% w 2040 r.). W sektorze rolnictwa spadek emisji GHG wyniesie 33% w latach 1990-2030 r. i pozostanie na podobnym poziomie do 2040 r. co jest spowodowane prognozowaną wielkością produkcji zwierzęcej i roślinnej. W przypadku sektora procesów przemysłowych i użytkowania produktów prognozowany jest niewielki wzrost emisji: o 8% w 2030 r. i o 2% w 2040 r. w odniesieniu do roku 1990.

Ponadto, pomimo systematycznego odnotowywania pochłaniania netto CO₂ w sektorze LULUCF, w latach 2019-2021 zaobserwowano znaczny spadek potencjału akumulacji CO₂ w tym sektorze. Wydaje

się jednak, że ten spadek miał charakter krótkoterminowy i był efektem historycznych zaburzeń naturalnych, które dotknęły polskie lasy w ostatnich latach. Bieżące dane oraz symulacje przeprowadzone dla lasów i systemów agroleśnych (głównych pochłaniaczy w sektorze) wskazują, że w 2023 r. można oczekiwać wzrostu pochłaniania netto CO₂ z historycznego poziomu -35,6 mln ton CO₂eq. w 2022 r. do poziomu około -39,4 mln ton CO₂eq., który jednocześnie stanowi szczytową wartość prognozowanego trendu. W dalszej perspektywie przewiduje się systematyczny spadek pochłaniania CO₂ netto do poziomu -28,8 mln ton CO₂eq. w 2030 r. oraz 19,5 mln ton CO₂ w 2040 r. Zakładany spadek dynamiki wzrostu zasobów drzewnych na pniu w lasach należy przede wszystkim łączyć z dwoma czynnikami. Proces starzenia się drzewostanów, a także ze znaczącym wzrostem dynamiki wydzielania się martwego drewna. Wzrostu ilości martwego drewna w lasach oczekuje się zarówno w wyniku realizacji założeń szeregu lokalnych i globalnych polityk środowiskowych, jak również w wyniku zwiększenia śmiertelności drzew w efekcie zmian klimatycznych.

W tabeli poniżej (Tabela 1.8) przedstawiono szczegółowe projekcje emisji gazów cieplarnianych ze spalania paliw w źródłach stacjonarnych (sektory 1A1. *Przemysły energetyczne*, 1A2. *Przemysł wytwórczy i budownictwo* oraz 1A4. *Inne sektory*) oraz mobilnych (sektor 1A3. *Transport*).

Tabela 1.8. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w sektorze 1A. Spalanie paliw

Sektor	Emisje GHG [kt CO ₂ eq]								
	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1A Spalanie paliw	355 986,40	308 136,82	320 244,89	294 771,72	284 569,43	263 790,07	203 890,61	168 887,53	123 180,25
1A1 Przemysły energetyczne	235 229,43	178 362,41	173 529,26	163 700,19	139 603,24	126 991,98	85 477,91	64 700,65	33 226,74
1A1a Produkcja energii elektrycznej i ciepła	228 193,02	171 009,45	165 731,48	155 616,22	131 814,93	119 665,69	78 553,82	58 164,46	27 097,80
1A1ai Produkcja energii elektrycznej*	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE
1A1aii Skojarzona produkcja energii elektrycznej i ciepła	186 891,62	157 945,05	151 563,31	145 480,52	121 875,37	111 681,51	72 563,81	53 503,18	24 532,66
1A1aiii Ciepłownie	41 301,40	13 064,40	14 168,17	10 135,69	9 939,55	7 984,18	5 990,02	4 661,27	2 565,15
1A1b Rafinerie	2 182,39	3 569,54	4 789,81	4 435,10	4 592,73	4 399,89	4 007,98	3 669,84	3 368,55
1A1c Produkcja paliw stałych i inne przemysły energetyczne	4 854,03	3 783,42	3 007,97	3 648,87	3 195,58	2 926,40	2 916,11	2 866,36	2 760,39
1A2 Przemysł wytwórczy i budownictwo	42 830,74	33 872,34	29 615,73	27 954,16	28 906,83	27 975,86	25 115,86	22 147,52	18 820,74
1A3 Transport	20 741,06	36 259,89	49 374,96	48 007,36	63 084,14	66 047,07	58 351,70	52 400,97	46 020,20
1A4 Inne sektory	57 185,16	59 642,19	67 724,94	55 110,02	52 975,22	42 775,16	34 945,14	29 638,39	25 112,56
1A4a Handel/usługi/instytucje	9 782,20	7 796,21	10 614,49	7 944,34	6 031,18	5 848,13	5 393,01	4 935,64	4 290,70
1A4b Gospodarstwa domowe	38 154,35	37 621,06	45 248,17	36 818,66	34 982,89	26 698,72	20 429,77	16 414,30	13 260,31
1A4c Rolnictwo/leśnictwo/rybołówstwo	9 248,61	14 224,92	11 362,86	10 347,02	11 961,14	10 228,31	9 122,36	8 288,45	7 561,56

IE – „included elsewhere”

*Wartości właściwe dla elektrowni i elektrociepłowni zawarto łącznie w 1A1aii, gdyż zgodnie z metodyką stosowaną przez Eurostat każda elektrownia to elektrociepłownia, dlatego emisje prezentowane są w jednej pozycji

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

W latach objętych projekcjami prognozowany jest bardzo duży spadek emisji gazów cieplarnianych ze spalania paliw, który w okresie 2020-2030 wyniesie 28%, a do 2040 r. 57%. Największy wpływ na tę redukcję ma obniżenie emisji GHG w kategorii 1A1a Produkcja energii elektrycznej i ciepła. Przewidywany spadek w tej kategorii wynosi ok. 40% w perspektywie do 2030 r. i prawie 80% do 2040 r., w stosunku do 2020 r. Wynika to z ograniczenia zużycia paliw kopalnych w tym sektorze – do 2030 r. spodziewane jest zmniejszenie zużycia węgla kamiennego o około 46%, brunatnego o ponad 56%.

Tabela 1.10. Prognozowane emisje N₂O

Sektor	Emisje N ₂ O [kt]								
	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	7,21	8,95	8,22	7,84	9,26	8,49	7,54	6,87	5,97
A. Spalanie paliw	7,21	8,95	8,21	7,84	9,26	8,49	7,54	6,87	5,97
1. Przemysły energetyczne	3,42	2,61	2,69	2,60	2,19	2,01	1,50	1,28	0,86
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	0,46	0,44	0,46	0,54	0,66	0,67	0,65	0,61	0,59
3. Transport	1,07	1,75	1,76	1,68	2,30	2,27	2,13	1,96	1,72
4. Inne sektory	2,27	4,14	3,31	3,02	4,11	3,53	3,25	3,03	2,80
B. Emisja lotna z paliw	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2. Procesy przemysłowe	12,27	15,29	4,15	2,62	1,84	2,44	2,45	2,47	2,49
B. Przemysł chemiczny	11,87	14,87	3,71	2,18	1,39	1,98	1,99	2,00	2,00
G. Produkcja i użytkowanie innych wyrobów	0,40	0,43	0,44	0,44	0,45	0,46	0,46	0,47	0,48
3. Rolnictwo	83,08	57,01	58,94	58,32	62,51	60,29	59,15	58,44	57,04
B. Odchody zwierzęce	13,68	8,90	8,75	8,57	9,66	9,54	9,56	9,54	9,42
D. Gleby rolne	69,37	48,08	50,16	49,72	52,81	50,71	49,54	48,86	47,58
F. Spalanie odpadów roślinnych	0,04	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo (LULUCF)	7,13	4,35	4,01	4,67	7,72	7,96	8,11	7,73	5,19
5. Odpady	2,48	2,58	2,67	2,95	3,18	3,47	3,73	3,96	3,86
B. Biologiczne unieszkodliwianie odpadów stałych	0,03	0,13	0,12	0,39	0,42	0,77	1,07	1,35	1,32
C. Spalanie odpadów	0,03	0,02	0,01	0,02	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00
D. Gospodarka ściekami	2,43	2,43	2,54	2,54	2,74	2,69	2,67	2,61	2,54
Suma (z uwzgl. LULUCF)	112,17	88,19	77,99	76,40	84,51	82,65	80,98	79,46	74,55
Suma (bez LULUCF)	105,04	83,83	73,98	71,73	76,79	74,69	72,87	71,73	69,35

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

W przypadku N₂O prognozowana emisja (bez LULUCF) zmniejszy się ze 105 kt w 1990 r. do blisko 73 kt (spadek o 31%) w 2030 r. i do 69 kt w 2040 r. (spadek o 34%). Największa redukcja emisji N₂O w latach 1990-2040 nastąpi w sektorze Procesów przemysłowych i użytkowania produktów (głównie w przemyśle chemicznym). Z kolei w sektorze Rolnictwa emisja N₂O zmniejszy się w okresie 1990-2050 o 31%, przy czym do 2020 r. osiągnięto już 25%-ową redukcję. Rolnictwo to najistotniejsze źródło emisji N₂O w Polsce, a w szczególności gleby rolne. Z kolei w sektorze Odpadów prognozuje się wzrost emisji N₂O o 55% w latach 1990-2040 (2,5 kt do 3,9 kt N₂O), który jest spowodowany prognozowanym wzrostem ilości odpadów przetwarzanych w kompostowniach. W sektorze odpadów całe ich spalanie będzie się odbywało z odzyskiem energii (co jest raportowane w sektorze 1.A), stąd emisja w latach prognozowanych wynosi w tym sektorze 0.

Udział podtlenku azotu w emisji krajowej wzrośnie z 7% w 2030 r. do 9% w 2040 r.

Tabela 1.11. Prognozowane emisje CH₄

Sektor	Emisje CH ₄ [kt]								
	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	1013,10	952,26	907,05	932,67	841,53	685,66	582,41	507,93	386,69
A. Spalanie paliw	122,86	137,84	168,11	140,60	155,71	121,21	99,03	85,48	73,36
1. Przemysły energetyczne	1,06	0,65	0,70	0,73	1,06	1,26	1,29	1,29	1,18
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	3,16	3,07	3,27	3,87	4,84	4,85	4,72	4,44	4,30
3. Transport	6,42	5,81	5,18	3,75	3,60	3,43	2,95	2,69	2,38
4. Inne sektory	112,22	128,31	158,96	132,25	146,22	111,66	90,07	77,06	65,50
B. Emisja lotna z paliw	890,24	814,42	738,94	792,07	685,82	564,45	483,38	422,44	313,33
1. Paliwa stałe	846,70	719,82	651,44	690,01	579,09	454,34	372,82	313,58	209,75
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	43,54	94,60	87,50	102,06	106,73	110,11	110,56	108,86	103,58
2. Procesy przemysłowe	2,51	1,89	2,50	2,62	2,32	2,90	2,94	2,96	2,97
B. Przemysł chemiczny	1,60	1,39	2,03	2,02	1,91	2,47	2,53	2,58	2,63
C. Produkcja metali	0,91	0,50	0,46	0,60	0,40	0,43	0,41	0,38	0,35
3. Rolnictwo	870,30	534,26	532,84	543,23	578,64	572,79	569,70	569,40	561,94
A. Fermentacja jelitowa	786,00	460,56	473,53	486,72	516,33	513,52	511,73	512,80	506,72
B. Odchody zwierzęce	83,50	72,93	58,47	55,56	61,22	58,12	56,85	55,46	54,08
F. Spalanie odpadów roślinnych	0,80	0,77	0,85	0,95	1,10	1,15	1,12	1,13	1,14
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo (LULUCF)	1,97	1,33	0,51	1,35	2,11	0,86	0,94	0,94	0,94
5. Odpady	644,86	384,72	243,24	146,16	109,63	100,95	92,45	89,15	80,55
A. Składowanie odpadów stałych	475,45	261,71	145,18	75,91	40,99	29,56	16,20	8,33	2,66
B. Biologiczne unieszkodliwianie odpadów stałych	0,51	2,15	2,06	6,71	7,29	13,23	20,33	27,13	26,51
D. Gospodarka ściekami	168,90	120,86	96,00	63,54	61,35	58,16	55,92	53,69	51,38
Suma (z uwzgl. LULUCF)	2 532,74	1 874,46	1 686,14	1 626,03	1 534,22	1 363,16	1 248,45	1 170,38	1 033,10
Suma (bez LULUCF)	2 530,77	1 873,13	1 685,63	1 624,68	1 532,11	1 362,30	1 247,51	1 169,44	1 032,15

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Prognozowana emisja metanu stopniowo się zmniejsza z ok. 2,5 mln ton w 1990 r. do blisko 1,2 mln ton CH₄ w 2030 r. (spadek o 51%) oraz do nieco ponad 1 mln ton CH₄ w 2040 r. (spadek o 59%) (bez LULUCF). Największa spodziewana redukcja emisji CH₄ od 1990 r. wystąpiła w sektorze Odpadów, o 86% w 2030 r. oraz o 88% w 2040 r., co jest spowodowane prognozowanym zmniejszeniem ilości odpadów deponowanych na składowiskach (w tym redukcją ilości odpadów ulegających biodegradacji) oraz wzrostem zagospodarowania osadów ściekowych z oczyszczalni ścieków komunalnych.

Spadek emisji CH₄ od 1990 r. prognozowany jest także w sektorze Energii, przede wszystkim w emisji lotnej: o 46% w 2030 r. i o 65% w 2040 r., co jest spowodowane głównie dalszym spadkiem wydobycia węgla. W przypadku rolnictwa redukcja emisji metanu od 1990 r. wyniosła ok. 35% do 2030 r. i 2040 r., do czego przyczyniają się przede wszystkim prognozowane zmiany w pogłowie zwierząt gospodarskich.

Udział metanu w emisji krajowej GHG wzrośnie z 12% w 2030 r. do 15% w 2040 r.

Prognozowane zmiany emisji w sektorach EU ETS i non-ETS przedstawiono w tabeli (Tabela 1.12). Emisja gazów cieplarnianych z tej części źródeł, które są objęte EU ETS, obejmuje energetykę i ciepłownictwo oraz część zakładów przemysłowych. Prognozuje się znaczący spadek emisji GHG raportowanych przez instalacje objęte systemem EU ETS: z 192 mln ton CO₂eq w 2021 oraz 184 mln ton CO₂eq w 2022 r. do blisko 113 mln ton CO₂eq w 2030 r. (spadek o 41%) oraz do 58 mln ton CO₂eq w 2040 r. (spadek o 70%). Jednocześnie prognozowany jest spadek udziału emisji GHG z instalacji objętych EU ETS w emisji

krajowej (obejmującej sektor EU ETS oraz non-ETS) – z obecnych 48% do 40% w 2030 r. i 30% w 2040 r.

Natomiast emisja GHG z sektorów nieobjętych EU ETS, tzw. ESR, również spada: z 207 mln ton CO₂eq w 2021 r. i 196 mln ton CO₂eq w 2022 r. do 169 mln ton CO₂eq w 2030 oraz do blisko 136 mln ton CO₂eq w 2040 r. Prognozowana emisja w ESR w 2030 r. osiągnie redukcję -12% w stosunku do emisji w roku bazowym 2005 co oznacza, że nie zostanie osiągnięty cel wyznaczony dla Polski w wielkości -17,7% (158,4 mln ton CO₂eq).

Tabela 1.12. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w podziale na ETS i non-ETS

Parametr	2005 (bazowy)*	2021	2022	2025	2030	2035	2040
Emisja w ETS [kt CO ₂ eq]		192 032 908	184 145 848	155 881 499	112 914 312	91 104 393	58 341 435
Emisja w ESR [kt CO ₂ eq]	192 472 25	207 282 711	196 234 869	190 925 548	169 448 019	152 932 141	135 682 280
Zmiana emisji w ESR w stos. do 2005 r.					-12,0%	-20,5%	-29,5%

[^] rok bazowy tylko dla ESR

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Z kolei projekcje strumieni gazów cieplarnianych rozliczanych w sektorze LULUCF zakładają łączną nadwyżkę kredytów wymaganych do spełnienia tzw. zasady „zero debetów” (określonej w art. 4 ust. 1 Rozporządzenia (UE) 841/2018) na poziomie ok. 13 603 kt CO₂eq. Natomiast w okresie rozliczeniowym 2026-2030 każde państwo członkowskie UE ma zapewnić, aby suma jego emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych zgłoszona w 2032 r. za 2030 r. i lata wcześniejsze, w porównaniu ze średnią danych z wykazów gazów cieplarnianych za lata 2016, 2017 i 2018, nie przekraczała celu określonego dla tego państwa członkowskiego w kolumnie C załącznika IIa. W przypadku okresu rozliczeniowego 2026-2030, łączny zakładany deficyt kredytów wymaganych do wypełnienia celu sektorowego LULUCF (określonego w art. 4 ust. 3 Rozporządzenia (UE) 841/2018) kształtować się będzie na poziomie ok. 9 361 kt CO₂eq. średniorocznie (sumarycznie 46 803 kt CO₂eq). Wymiar ewentualnie udostępnianej elastyczności w tym zakresie wynosi 11 250 kt CO₂eq. Biorąc pod uwagę ewentualne wykorzystanie tej elastyczności zakładany deficyt kredytów wymaganych do spełnienia tzw. zasady „zero debetów” (określonej w art. 4 ust. 1 Rozporządzenia (UE) 841/2018) zostanie istotnie zredukowany do poziomu ok. 35 553 kt CO₂eq. za okres 2026-2030 (średniorocznie w okresie 2026-2030 wymiar ten wyniesie 7 111 kt CO₂eq).

1.1.3. Emisje substancji zanieczyszczających powietrze

W tabelach poniżej zaprezentowano syntetyczne wyniki prognozowanych dla lat 2025-2040 emisji substancji zanieczyszczających powietrze w Polsce w zestawieniu z emisją w latach 2005-2020, wg kategorii NFR. Dane dotyczące emisji w latach 2005-2020 przyjęto na podstawie krajowej inwentaryzacji emisji zanieczyszczeń powietrza⁵, wykonanej w 2024 r. zgodnie z obowiązującymi Wytycznymi do raportowania emisji i projekcji w ramach konwencji CLRTAP (ECE/EB.AIR/125), przyjętymi decyzją Organu Wykonawczego konwencji CLRTAP nr 2013/3 (dok. ECE/EB.AIR.122/Add.1).

Zgodnie z dyrektywą NEC, limitami emisji objętych jest pięć zanieczyszczeń: SO₂, NO_x, NMLZO, NH₃ i PM_{2,5}.

⁵ „Krajowy bilans emisji SO₂, NO_x, CO, NH₃, NMLZO, pyłów, metali ciężkich i TZO za lata 1990-2022”; KOBIZE-IOŚ PIB. Raport syntetyczny; Warszawa, styczeń 2024.

Tabela 1.13. Projekcje emisji dwutlenku siarki, według sektorów (kategorii NFR)

Sektor (kategoria NFR)	Emisja SO ₂ [kt]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	1 097,39	797,13	606,30	350,51	248,14	162,29	108,81	70,51
A. Spalanie paliw	1 091,31	789,02	597,87	343,71	242,05	156,58	103,42	65,48
1. Przemysły energetyczne	797,53	466,66	342,07	133,15	98,16	64,72	47,79	26,20
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	110,50	87,09	69,93	45,48	35,70	27,99	20,93	16,86
3. Transport	1,24	0,56	0,55	0,63	0,83	0,79	0,76	0,71
4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe)	182,04	234,71	185,31	164,45	107,36	63,08	33,93	21,71
B. Emisja lotna z paliw	6,08	8,11	8,44	6,80	6,09	5,71	5,39	5,03
1. Paliwa stałe	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	6,07	8,10	8,43	6,80	6,08	5,70	5,38	5,02
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	9,15	9,17	9,63	9,83	9,76	9,98	10,03	10,33
B. Przemysł chemiczny	4,40	4,25	4,46	4,37	4,55	4,74	4,93	5,11
C. Produkcja metali	2,78	2,63	2,91	2,83	2,56	2,54	2,50	2,48
G. – L. Inne	1,96	2,29	2,27	2,63	2,64	2,70	2,60	2,73
3. Rolnictwo	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
F. Spalanie resztek roślinnych	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
5. Odpady	0,03	0,03	0,04	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07
C. Spopielanie i otwarte spalanie odpadów	0,03	0,03	0,04	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07
OGÓŁEM	1 106,58	806,33	615,99	360,41	257,97	172,34	118,91	80,91

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Zgodnie z dyrektywą NEC w latach 2020-2029 Polska powinna zredukować emisję SO₂ o minimum 59%, zaś od 2030 r. – o minimum 70% w stosunku do 2005 r. Z krajowej inwentaryzacji emisji wynika, że osiągnięta dotychczas redukcja tego zanieczyszczenia w odniesieniu do 2005 r. przekroczyła wymagany poziom i wyniosła w 2020 r. 67,4%, w 2021 r. 66,9%, a w 2022 r. 71,1%. W latach prognozy redukcja emisji SO₂ w scenariuszu WEM nadal rośnie i osiąga wartości od 76,7% w 2025 r. do 92,7% w 2040 r. (Tabela 1.18) zatem cele redukcyjne dla SO₂ są spełnione we wszystkich latach prognozy.

Głównym źródłem emisji SO₂ w Polsce jest spalanie paliw (kategoria 1A). Udział tego sektora w emisji ogółem wyniósł w 2020 r. 95% i w latach prognozy pozostaje on głównym źródłem emisji do 2040 r. Głównym powodem spadku emisji SO₂ w latach 2025-2040 jest spadek zużycia paliw, w tym głównie węgla kamiennego i brunatnego w przemyśle (kategorie 1A1 i 1A2) i małych źródłach spalania (kat. 1A4), a także zmniejszenie zużycia biomasy drzewnej w małych źródłach spalania, takich jak gospodarstwa domowe (kat. 1A4). Ponadto znaczny wpływ na zmniejszenie emisji ma zmieniająca się w latach prognozy struktura urządzeń grzewczych stosowanych w sektorze małych źródeł spalania paliw (1A4). Zmiany te polegają na stopniowym wycofywaniu z użytkowania urządzeń wysokoemisyjnych i zastępowaniu ich przede wszystkim pompami ciepła oraz nowoczesnymi urządzeniami, spełniającymi wymagania Ekoprojektu. Zmiana struktury urządzeń została odzwierciedlona w malejących wskaźnikach emisji dwutlenku siarki ze spalania paliw w tym sektorze.

Tabela 1.14. Projekcje emisji tlenków azotu, według sektorów (kategorii NFR)

Sektor (kategoria NFR)	Emisja NO _x [kt]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	762,37	745,52	579,52	500,17	443,28	355,69	293,17	225,05
A. Spalanie paliw	760,58	740,58	575,15	496,75	440,02	352,64	290,28	222,36
1. Przemysły energetyczne	293,81	274,00	202,54	113,75	97,14	70,45	56,93	36,06
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	64,65	54,51	48,74	50,19	45,98	41,18	36,45	32,20
3. Transport	218,37	252,56	199,90	213,17	197,87	154,55	117,26	83,66
4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe)	183,76	159,51	123,98	119,65	99,03	86,46	79,65	70,44
B. Emisja lotna z paliw	1,78	4,94	4,36	3,41	3,26	3,05	2,88	2,69
1. Paliwa stałe	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	1,78	4,93	4,35	3,40	3,25	3,04	2,87	2,68
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	15,99	15,43	17,48	17,52	17,87	18,11	18,27	18,52
B. Przemysł chemiczny	13,63	13,04	14,91	15,06	15,10	15,32	15,54	15,77
C. Produkcja metali	1,42	1,39	1,59	1,42	1,74	1,73	1,73	1,71
G. – L. Inne	0,94	1,01	0,98	1,04	1,03	1,06	1,00	1,04
3. Rolnictwo	66,14	70,01	68,61	72,28	66,20	65,31	64,67	62,63
B. Nawozy naturalne	5,48	4,91	4,82	5,45	4,80	5,03	5,20	5,29
D. Gleby rolne	60,60	65,08	63,73	66,79	61,38	60,27	59,45	57,32
F. Spalanie resztek roślinnych	0,07	0,02	0,06	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02
5. Odpady	1,11	1,19	1,38	1,63	1,80	1,78	1,82	1,87
C. Spopielanie i otwarte spalanie odpadów	1,11	1,19	1,38	1,63	1,80	1,78	1,82	1,87
OGÓŁEM	845,62	832,15	666,98	591,59	529,14	440,90	377,93	308,07

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Zgodnie z dyrektywą NEC, w latach 2020-2029 Polska powinna zredukować emisję NO_x o minimum 30%, zaś od 2030 r. – o minimum 39% w stosunku do 2005 r., przy czym zgodnie z art. 4 tej dyrektywy, emisja NO_x z sektorów 3B (nawozy naturalne) i 3D (gleby rolne) nie jest objęta celem redukcyjnym określonym dla państw członkowskich UE. Krajowa emisja NO_x (bez sektorów 3B i 3D) w 2020 r. była niższa od emisji w 2005 r. o 33,4%, w 2021 r. o 35,1%, a w 2022 r. o 40,8%, zatem limit emisji tego zanieczyszczenia został w tych latach spełniony. W latach prognozy redukcja emisji NO_x w scenariuszu WEM osiąga wartości od 40,6% w 2025 r. do 68,5% w 2040 r. (Tabela 1.18), zatem cele redukcyjne dla NO_x są spełnione we wszystkich latach prognozy.

Podobnie jak w przypadku dwutlenku siarki, spalanie paliw (kategoria 1A) jest głównym źródłem emisji tlenków azotu. Głównym powodem spadku emisji NO_x w latach 2025-2040 jest prognozowane zmniejszenie zużycia paliw w przemysłach energetycznych (kategoria 1A1), transporcie (kategoria 1A3) i małych źródłach spalania paliw (kategoria 1A4).

Ponadto istotny wpływ na zmniejszenie emisji NO_x ma postęp techniczny w sektorze małych źródeł spalania paliw (1A4) polegający na zmieniającej się w latach prognozy strukturze urządzeń grzewczych stosowanych w tym sektorze. Zmiany te polegają na stopniowym wycofywaniu z użytkowania urządzeń wysokoemisyjnych i zastępowaniu ich przede wszystkim pompami ciepła oraz nowoczesnymi

urządzeniami, spełniającymi wymagania Ekoprojektu. Zmiana struktury urządzeń została odzwierciedlona w malejących wskaźnikach emisji tlenków azotu ze spalania paliw w tym sektorze.

Tabela 1.15. Projekcje emisji NMLZO, według sektorów (kategorii NFR)

Sektor (kategoria NFR)	Emisja NMLZO [kt]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	409,75	394,75	334,63	331,69	236,16	170,74	114,00	97,50
A. Spalanie paliw	294,73	296,86	239,50	254,48	166,80	111,06	61,96	57,17
1. Przemysły energetyczne	2,73	2,86	3,12	3,07	3,39	3,29	3,03	2,69
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	28,36	28,37	31,91	39,11	38,68	36,93	34,35	32,52
3. Transport	87,35	68,52	44,24	37,86	23,45	18,82	16,43	14,78
4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe)	176,30	197,10	160,22	174,44	101,29	52,03	8,15	7,18
B. Emisja lotna z paliw	115,02	97,89	95,13	77,21	69,36	59,67	52,03	40,32
1. Paliwa stałe	90,08	72,32	70,44	52,77	43,27	33,52	26,35	16,34
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	24,94	25,57	24,69	24,45	26,09	26,16	25,68	23,99
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	261,10	258,73	250,08	254,39	201,06	198,94	195,34	192,88
B. Przemysł chemiczny	2,84	2,98	4,18	5,68	6,37	6,40	6,43	6,47
C. Produkcja metali	1,07	1,04	1,27	0,91	1,01	0,95	0,88	0,81
D. Stosowanie rozpuszczalników i innych produktów	250,56	247,86	237,58	239,85	184,37	182,08	178,77	176,19
G. – L. Inne	6,63	6,86	7,05	7,95	9,32	9,51	9,26	9,43
3. Rolnictwo	111,07	102,26	103,78	124,07	122,91	122,36	123,27	123,90
B. Nawozy naturalne	105,01	96,14	97,48	115,93	114,76	114,34	115,31	116,03
D. Gleby rolne	6,05	6,12	6,28	8,13	8,15	8,01	7,95	7,86
F. Spalanie resztek roślinnych	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
5. Odpady	4,35	2,53	1,66	1,25	0,93	0,71	0,60	0,54
A. Składowanie odpadów stałych	4,01	2,16	1,25	0,77	0,43	0,22	0,10	0,04
C. Spopielanie i otwarte spalanie odpadów	0,31	0,34	0,38	0,44	0,47	0,46	0,46	0,47
D. Gospodarka ściekami	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
OGÓŁEM	786,27	758,27	690,15	711,40	561,06	492,75	433,20	414,81

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Zgodnie z dyrektywą NEC, w latach 2020-2029 Polska powinna zredukować emisję NMLZO o minimum 25%, zaś od 2030 r. – o minimum 26% w stosunku do 2005 r., przy czym zgodnie z art. 4 tej dyrektywy, emisja NMLZO z sektorów 3B (nawozy naturalne) i 3D (gleby rolne) nie jest objęta celem redukcyjnym określonym dla państw członkowskich UE. Krajowa emisja NMLZO (bez sektorów 3B i 3D) w 2020 r. była niższa od emisji w 2005 r. o 13,0%, w 2021 r. o 18,3%, a w 2022 o 27,7%, a zatem Polska nie spełniła w latach 2020-2021 celu dotyczącego redukcji emisji NMLZO. W latach prognozy redukcja emisji NMLZO w scenariuszu WEM osiąga wartości od 35,1% w 2025 r. do 56,9% w 2040 r. (Tabela 1.18), zatem cele redukcyjne dla NMLZO są spełnione we wszystkich latach prognozy.

Źródła emisji NMLZO są bardziej rozproszone niż źródła emisji SO₂ i NO_x. W 2020 r. największy jednostkowy udział w emisji miały kategorie: zużycie rozpuszczalników i innych produktów (kat. 2D) – 34%, spalanie paliw w małych źródłach (kat. 1A4) – 25%, zużycie nawozów w rolnictwie (kat. 3B) – 16% i emisja lotna z paliw (kat. 1B) – 11%. Udział całej kategorii 1A (Spalanie paliw) w emisji NMLZO wyniósł

w 2020 r. – 36%, zaś całego sektora 1 (Energia) – 47% i to właśnie zmiany w kategorii 1 (Energia) mają największy wpływ na spadek emisji w latach prognozy. Dotyczy to przede wszystkim spadku zużycia paliw we wszystkich podkategoriach sektora 1. Energia oraz spadek emisji lotnej z paliw (a więc emisji związanej z wydobyciem, składowaniem i transportem paliw).

Również emisje NMLZO ze zużycia rozpuszczalników systematycznie zmniejszają się w stosunku do 2020 r. Jest to związane głównie z prognozowanym zmniejszaniem się liczby ludności i związanym z tym spadkiem zużycia rozpuszczalników w gospodarstwach domowych, a także z prognozowanym zmniejszaniem się zużycia farb rozpuszczalnikowych na korzyść farb wodnorozcieńczalnych, które mają znacznie niższą zawartość NMLZO.

Tabela 1.16. Projekcje emisji amoniaku, według sektorów (kategorii NFR)

Sektor (kategoria NFR)	Emisja amoniaku [kt]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	6,67	6,91	5,21	4,54	3,51	3,00	2,74	2,49
A. Spalanie paliw	6,64	6,87	5,17	4,51	3,48	2,97	2,71	2,46
1. Przemysły energetyczne	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	0,04	0,05	0,07	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11
3. Transport	6,23	6,40	4,72	3,92	3,06	2,67	2,55	2,30
4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa)	0,36	0,41	0,36	0,47	0,28	0,16	0,03	0,03
B. Emisja lotna z paliw	0,03	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
1. Paliwa stałe	0,03	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	3,03	3,11	4,29	4,37	4,05	4,23	4,43	4,65
B. Przemysł chemiczny	2,71	2,82	4,05	4,22	3,86	4,07	4,29	4,52
D. Stosowanie rozpuszczalników i innych produktów	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
G. – L. Inne	0,31	0,29	0,23	0,14	0,17	0,15	0,13	0,12
3. Rolnictwo	316,92	292,70	281,56	303,33	269,87	274,56	278,46	277,67
B. Nawozy naturalne	156,91	130,38	124,93	140,29	130,90	135,44	138,87	140,30
D. Gleby rolne	159,94	162,30	156,56	163,00	138,95	139,11	139,57	137,34
F. Spalanie resztek roślinnych	0,07	0,02	0,06	0,04	0,02	0,02	0,02	0,02
5. Odpady	5,75	4,45	4,08	3,39	3,33	4,48	5,01	5,84
B. Kompostowanie	0,23	0,28	1,26	1,91	2,48	3,77	4,44	5,42
D. Gospodarka ściekami	5,52	4,17	2,82	1,48	0,85	0,71	0,57	0,42
OGÓŁEM	332,37	307,18	295,14	315,63	280,76	286,28	290,64	290,65

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Zgodnie z dyrektywą NEC w latach 2020-2029 Polska powinna zredukować emisję amoniaku o minimum 1%, zaś od 2030 r. – o minimum 17% w stosunku do 2005 r. Redukcja tego zanieczyszczenia w latach 2020, 2021 i 2022 odniesieniu do 2005 r. przekroczyła wymagany poziom i wyniosła w 2020 r. 5,0%, w 2021 r. 10,3%, a w 2022 r. 16,6%. W latach prognozy redukcja emisji amoniaku w scenariuszu WEM osiąga wartości od 15,5% w 2025 r. do 12,6% w 2040 r. (Tabela 1.18), zatem cele redukcyjne dla NH₃ są spełnione we latach 2020-2029, ale nie są spełnione po 2030 r., ponieważ prognozowana emisja tego zanieczyszczenia rośnie po 2025 r.

Rolnictwo jest głównym źródłem emisji amoniaku w Polsce, odpowiedzialnym za około 96% emisji krajowej w 2020 r. i prognozuje się utrzymanie tego udziału do 2050 r. W 2020 r. dominowały tu dwa źródła: odchody zwierząt gospodarskich (kat. 3B nawozy naturalne), odpowiadające za 44% emisji NH₃

oraz stosowanie nawozów naturalnych i mineralnych na gleby rolne (kat. 3D gleby rolne), z czego pochodziło 52% emisji NH₃. Prognozuje się, że udziały te nieznacznie będą się zmieniać do 2040 r., przy czym udział emisji NH₃ z gleb rolnych będzie spadać. Bez podjęcia dodatkowych działań w rolnictwie, wymagana redukcja emisji po 2030 r. nie zostanie osiągnięta.

Tabela 1.17. Projekcje emisji pyłu PM_{2,5}, według sektorów (kategorii NFR)

Sektor (kategoria NFR)	Emisja pyłu PM _{2,5} [kt]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	306,52	344,53	279,45	290,11	171,72	91,97	24,36	21,08
A. Spalanie paliw	304,50	342,66	277,58	288,67	170,40	90,84	23,39	20,27
1. Przemysły energetyczne	10,19	9,05	6,50	3,62	2,35	1,77	1,47	0,97
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	19,85	12,71	11,02	8,20	7,44	6,30	5,13	4,46
3. Transport	10,45	13,18	10,07	11,72	10,21	8,57	7,38	6,70
4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe)	264,01	307,72	249,99	265,13	150,40	74,21	9,41	8,14
B. Emisja lotna z paliw	2,02	1,87	1,87	1,44	1,32	1,12	0,97	0,81
1. Paliwa stałe	1,99	1,82	1,82	1,39	1,27	1,07	0,93	0,77
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	8,53	8,65	9,07	8,54	9,01	9,06	9,05	9,13
A. Produkty mineralne	2,74	2,96	2,77	3,00	3,46	3,51	3,55	3,59
B. Przemysł chemiczny	1,62	1,58	2,20	2,32	2,04	2,19	2,34	2,51
C. Produkcja metali	1,17	1,04	1,44	1,09	1,17	1,14	1,09	1,04
D. Stosowanie rozpuszczalników i innych produktów	0,49	0,66	0,62	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
G. – L. Inne	2,52	2,41	2,05	1,49	1,71	1,59	1,43	1,35
3. Rolnictwo	4,12	3,70	3,83	4,20	3,89	4,01	4,05	4,10
B. Nawozy naturalne	2,22	2,07	2,16	2,57	2,29	2,41	2,48	2,53
D. Gleby rolne	1,74	1,59	1,53	1,56	1,55	1,55	1,52	1,51
F. Spalanie resztek roślinnych	0,16	0,04	0,14	0,08	0,05	0,05	0,05	0,05
5. Odpady	3,75	3,97	4,21	4,52	4,46	4,42	4,43	4,45
A. Składowanie odpadów stałych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
C. Spopielanie i otwarte spalanie odpadów	1,06	1,17	1,31	1,51	1,60	1,57	1,58	1,60
E. Inne	2,69	2,80	2,90	3,01	2,85	2,85	2,85	2,85
OGÓŁEM	322,93	360,85	296,56	307,37	189,08	109,45	41,91	38,76

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Zgodnie z dyrektywą NEC, w latach 2020-2029 Polska powinna zredukować emisję pyłu PM_{2,5} o minimum 16%, zaś od 2030 r. – o minimum 58% w stosunku do 2005 r. Redukcja tego zanieczyszczenia w odniesieniu do 2005 r. nie osiągnęła w latach 2020-2021 wymaganego poziomu i wyniosła w 2020 r. – 4,8%, a w 2021 r. – 7,7%. Dopiero w 2022 r. limit ten został spełniony i wynosił 18,8%. W latach prognozy redukcja emisji PM_{2,5} w scenariuszu WEM znacznie rośnie i osiąga wartości 41,4 % w 2025 r., 66,1% w 2030 r. i 88% w 2040 r. (Tabela 1.18), zatem cele redukcyjne dla tego zanieczyszczenia NEC są spełnione we wszystkich latach prognozy.

Głównym źródłem emisji PM_{2,5} jest spalanie paliw w małych źródłach (kat. 1A4), z której w 2020 r. pochodziło 86% emisji krajowej. Powodem spadku emisji w latach prognozy jest spadek zużycia paliw

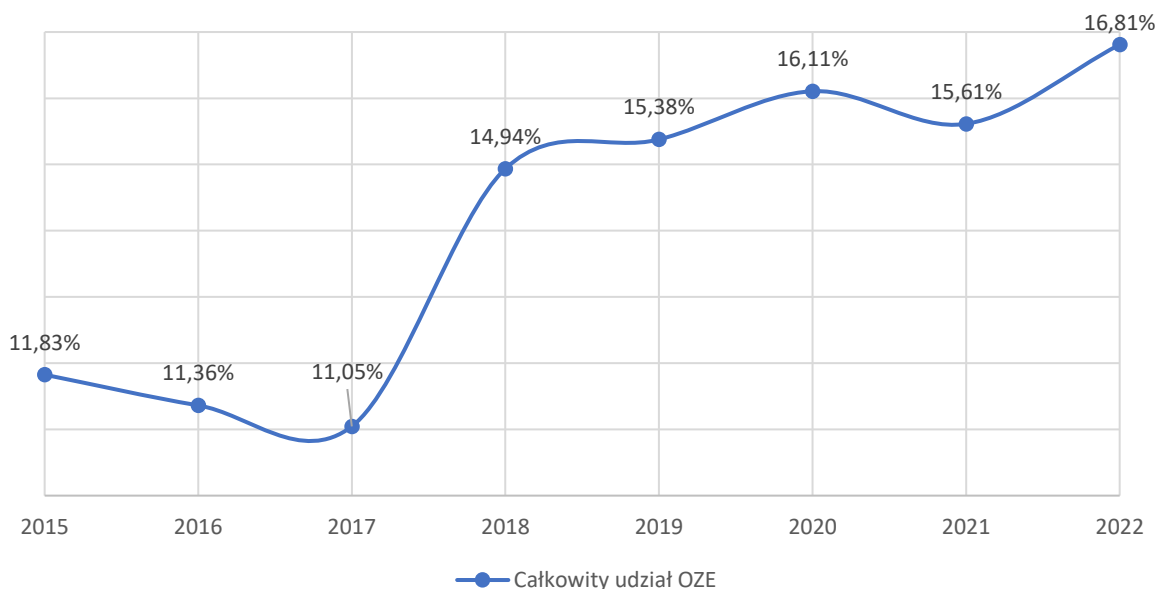
w tej kategorii oraz wspomniana wyżej zmiana struktury małych urządzeń grzewczych w kierunku elektryfikacji ogrzewnictwa, w szczególności poprzez stosowanie pomp ciepła.

Tabela 1.18. Prognozowana redukcja emisji zanieczyszczeń powietrza w latach 2025-2050 w stosunku do celów określonych w dyrektywie NEC

Zanieczyszczenie	Cele NECD min. wymagana redukcja w stosunku do emisji z 2005		Emisje WEM				
	2020-2029	od 2030	2020	2025	2030	2035	2040
NO _x	30%	39%	-33,4%	-40,6%	-51,8%	-59,8%	-68,5%
SO ₂	59%	70%	-67,4%	-76,7%	-84,4%	-89,3%	-92,7%
NMLZO	25%	26%	-13,0%	-35,1%	-45,1%	-54,1%	-56,9%
NH ₃	1%	17%	-5,0%	-15,5%	-13,9%	-12,6%	-12,6%
PM _{2,5}	16%	58%	-4,8%	-41,4%	-66,1%	-87,0%	-88,0%

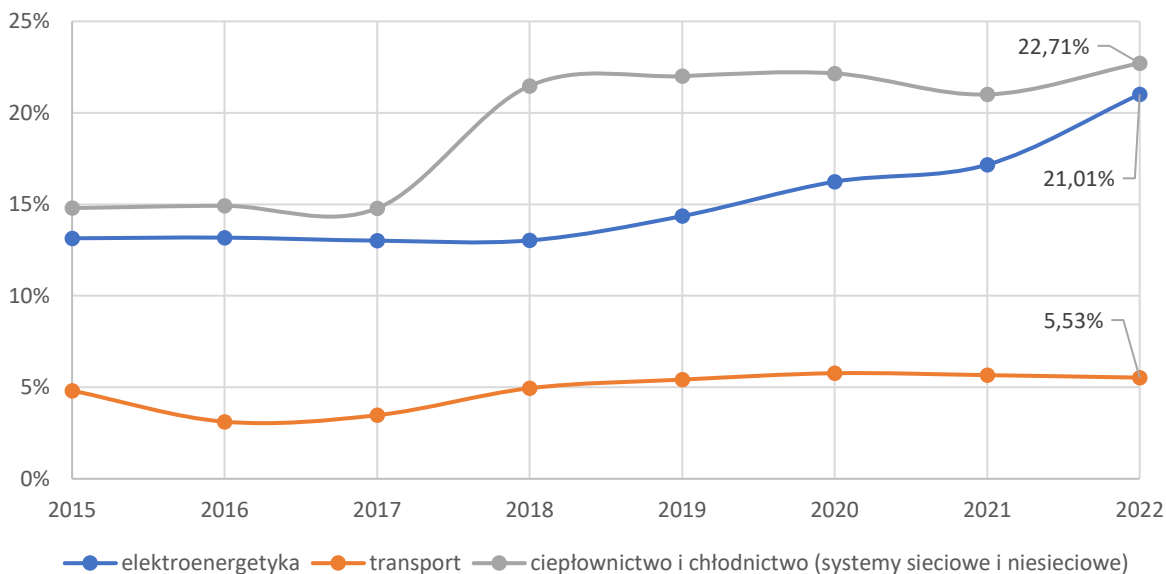
1.2. Energia ze źródeł odnawialnych

W 2022 r. udział energii odnawialnej w finalnym zużyciu energii brutto osiągnął poziom 16,81% i był wyższy o 4,98 p.p. w porównaniu z rokiem 2015. Największy wzrost wystąpił na przełomie lat 2017-2018 i wyniósł 3,89 p.p. (Rysunek 1.4). Całkowity wolumen energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii w 2022 r. wyniósł 878 051,8 GWh. Główną składową tego wolumenu była energia wykorzystywana w sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa - stanowiła ponad 49% sumy (Rysunek 1.5). W 2020 r. udział OZE wyniósł 16,11%.



Rysunek 1.4. Udział OZE w ujęciu krajowym

Źródło: Eurostat Shares



Rysunek 1.5. Porównanie udziałów OZE w poszczególnych sektorach gospodarki

Źródło: Eurostat Shares

Udział OZE w elektroenergetyce w 2022 r. wyniósł 21,01% i był wyższy o 7,87 p.p. względem 2015 r. Największy wzrost wartości obserwuje się na przestrzeni lat 2018-2022. W latach 2015-2018 nie odnotowano znaczących zmian w udziale odnawialnych źródeł energii w elektroenergetyce.

W sektorze elektroenergetyki największy udział produkcji z odnawialnych źródeł energii na przestrzeni lat 2015–2022 miał podsektor energetyki wiatrowej. W 2022 r. ilość wyprodukowanej energii w tym podsektorze wyniosła 18 934,5 GWh (co odpowiadało ponad 50% ogólnej produkcji energii elektrycznej przez źródła odnawialne). Od początku 2015 r. obserwuje się systematyczny wzrost produkcji energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznych (wzrost o ponad 14 500% porównując produkcję w 2022 r. z produkcją w 2015 r.). Tak gwałtowny przyrost produkcji spowodowany jest głównie rozwojem prosumenckich instalacji fotowoltaicznych, co wynika z wprowadzenia w Polsce systemów wsparcia dla tego typu inwestycji (np. Program Mój Prąd) oraz rosnących cen energii elektrycznej.

Udział odnawialnych źródeł energii w transporcie w 2022 r. wyniósł 5,53% - zwiększył się o 0,71 p.p. względem 2015 r. Na przestrzeni rozważanego okresu nie obserwowano znaczących zmian tej wartości. Największą część energii odnawialnej w transporcie stanowiły biopaliwa (12 669,2 GWh w 2022 r.). Obserwuje się wzrost udziału zielonej energii elektrycznej w napędzie pojazdów drogowych oraz kolejowych (zwiększa się liczba samochodów elektrycznych, hybrydowych, elektryfikowane są sieci kolejowe).

W sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa udział energii odnawialnej w 2022 r. wyniósł 22,71% był o 7,92 p.p. wyższy niż w 2015 r. Na przestrzeni rozważanego okresu największy procentowy wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w ciepłownictwie i chłodnictwie przypadł na lata 2017–2018 (wzrost o 6,69 p.p.). Obserwuje się zwiększenie produkcji energii przez pompy ciepła. W ostatnich latach dominujące znaczenie mają powietrzne pompy ciepła, co jest spowodowane niższymi kosztami w zakupie i instalacji tego typu jednostek względem gruntowych pomp ciepła.

1.2.1. Wykorzystanie OZE ogółem w elektroenergetyce, ciepłownictwie i chłodnictwie oraz w transporcie

Zaprezentowane w niniejszym podrozdziale trajektorie krajowego i sektorowego udziału OZE zakładają (przy istniejących politykach i działaniach) kontynuację obecnych trendów w zakresie rozwoju technologii OZE (w tym kosztowych), a także obowiązujące na etapie przygotowania prognozy mechanizmy wsparcia. Takimi mechanizmami są systemy: świadectw pochodzenia (system stopniowo wygaszany) oraz aukcyjny (dla wszystkich technologii OZE wymienionych w ustawie⁶, a także morskich farm wiatrowych). W systemie aukcyjnym założono maksymalny 15-letni okres subsydiowania dla technologii, natomiast dla morskich elektrowni wiatrowych 25 lat. Założono również, że w ogłaszanych w przyszłości aukcjach preferowane będą rozwiązania mające obniżyć cenę energii, co jest istotne z punktu widzenia konkurencyjności gospodarki i dalszego wzrostu PKB. W zakresie rozwoju energetyki prosumenckiej założono kontynuację systemów wsparcia takich jak: Mój Prąd, ulga termomodernizacyjna czy ulga inwestycyjna dla gospodarstw rolnych.

Obliczenia oparto na danych prezentowanych w formularzach Eurostat SHARES⁷, wykorzystywanych do raportowania przez państwa członkowskie poziomu wykonania celów w zakresie udziału OZE. Jako rok bazowy przyjęto rok 2020. W sektorze transportu udział OZE obliczono zgodnie z rekomendacjami zawartymi w dyrektywie REDIII⁸.

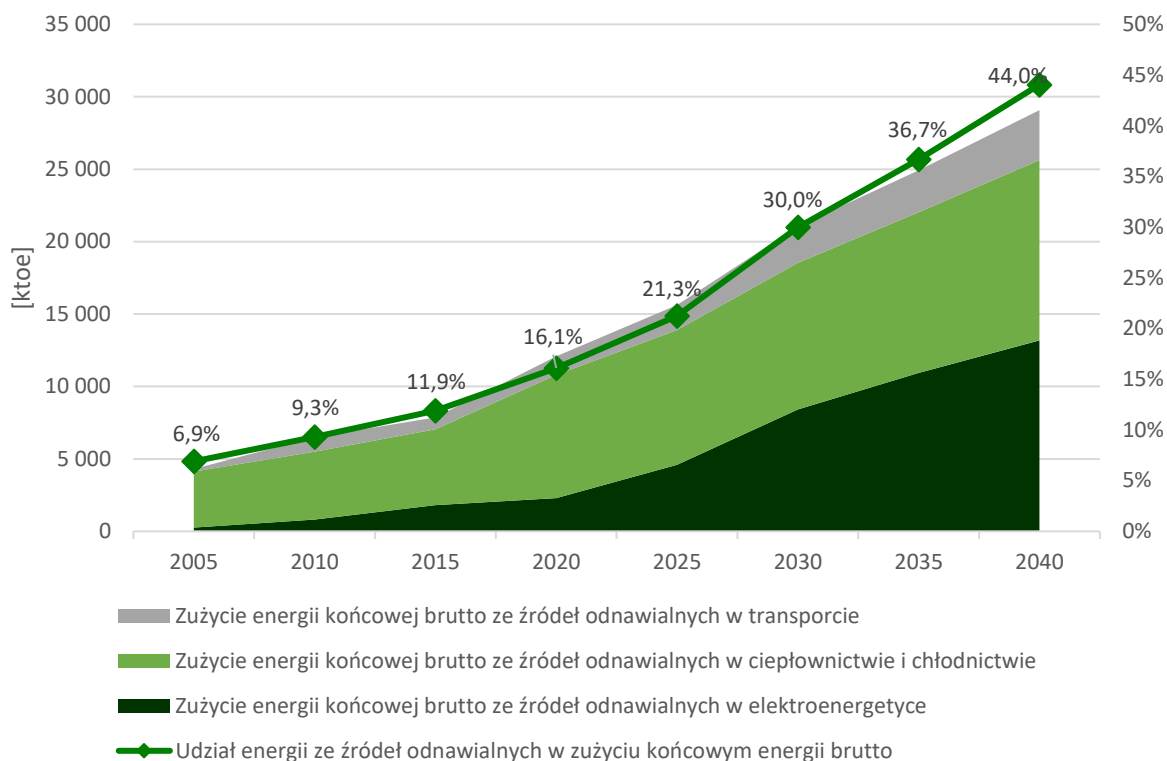
Do celów pracy określono przewidywane krajowe zapotrzebowanie na energię finalną brutto oraz produkcję z poszczególnych jednostek wytwórczych zaliczanych do OZE. Szczegółowy opis projekcji wzrostu zapotrzebowania na energię wykorzystanej do obliczeń zawarto w załączniku 3. KPEiK „Założenia prognostyczne i metodyka prognozowania”. W przypadku elektrowni wodnych oraz wiatrowych, zaprezentowane w tabeli (Tabela 1.19) wartości dotyczące produkcji są wielkościami znormalizowanymi zgodnie z metodyką rekomendowaną przez Eurostat. W przypadku elektrowni wodnych normalizacja polega na korekcji poziomu produkcji w oparciu o uśredniony na przestrzeni ostatnich 15 lat wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej. W odniesieniu do elektrowni wiatrowych zastosowano analogiczną metodę, ale z wykorzystaniem średniej z okresu 5 lat. W tabelach (Tabela 1.19, Tabela 1.20, Tabela 1.21, Tabela 1.22) zaprezentowano krajowe i sektorowe prognozy udziału OZE, wynikające z opisanych powyżej założeń.

Optymalizacja kosztowa, a także analiza możliwości rozwojowych oparta na dotychczasowych trendach oraz **przy braku działań nadzwyczajnych wybiegających poza dotychczasowe ramy prawne i regulacyjne**, wskazuje na możliwy do osiągnięcia **poziom udział OZE w finalnym zużyciu energii finalnej brutto w 2030 r. do 30% oraz 44% w 2040 r.** Udział OZE wzrasta dynamicznie we wszystkich sektorach - elektroenergetycznym, ciepłowniczym i transportowym.

⁶ Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361, z późn. zm.)

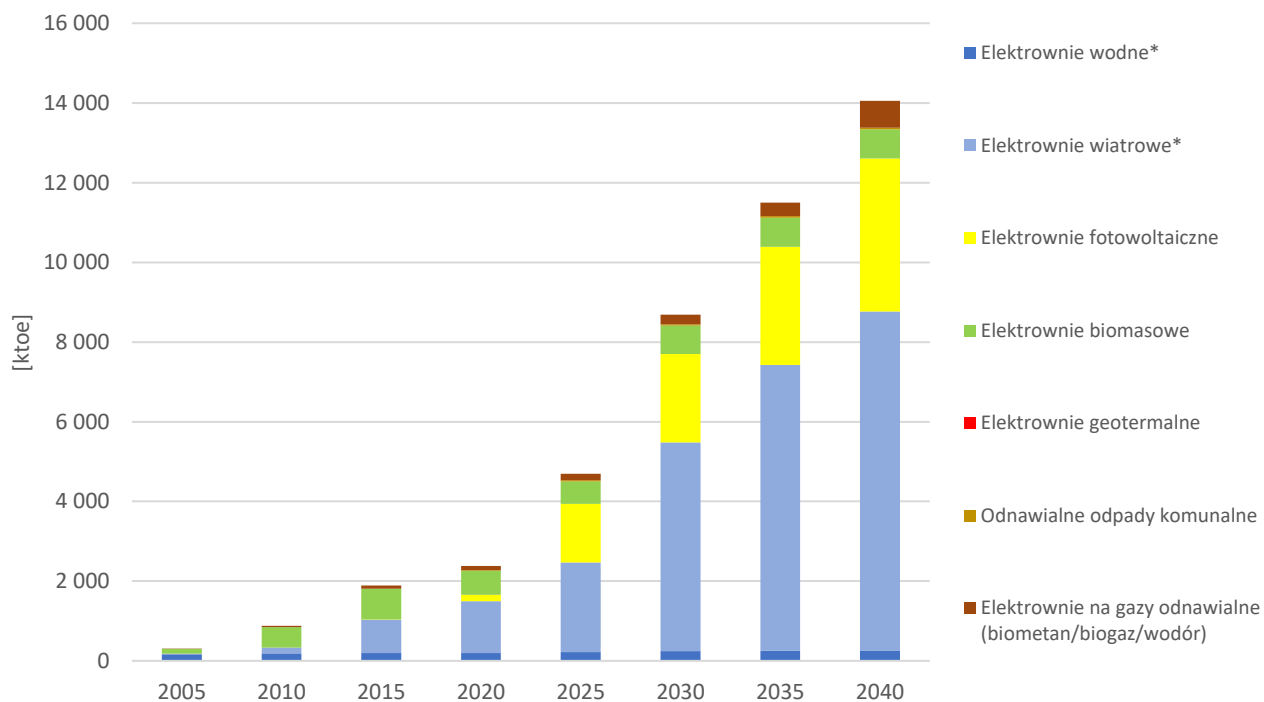
⁷ European Commission. SHARES Tool Manual. Version 2022.181023

⁸ 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



Rysunek 1.6. Udział OZE w finalnym zapotrzebowaniu brutto oraz w poszczególnych sektorach gospodarki

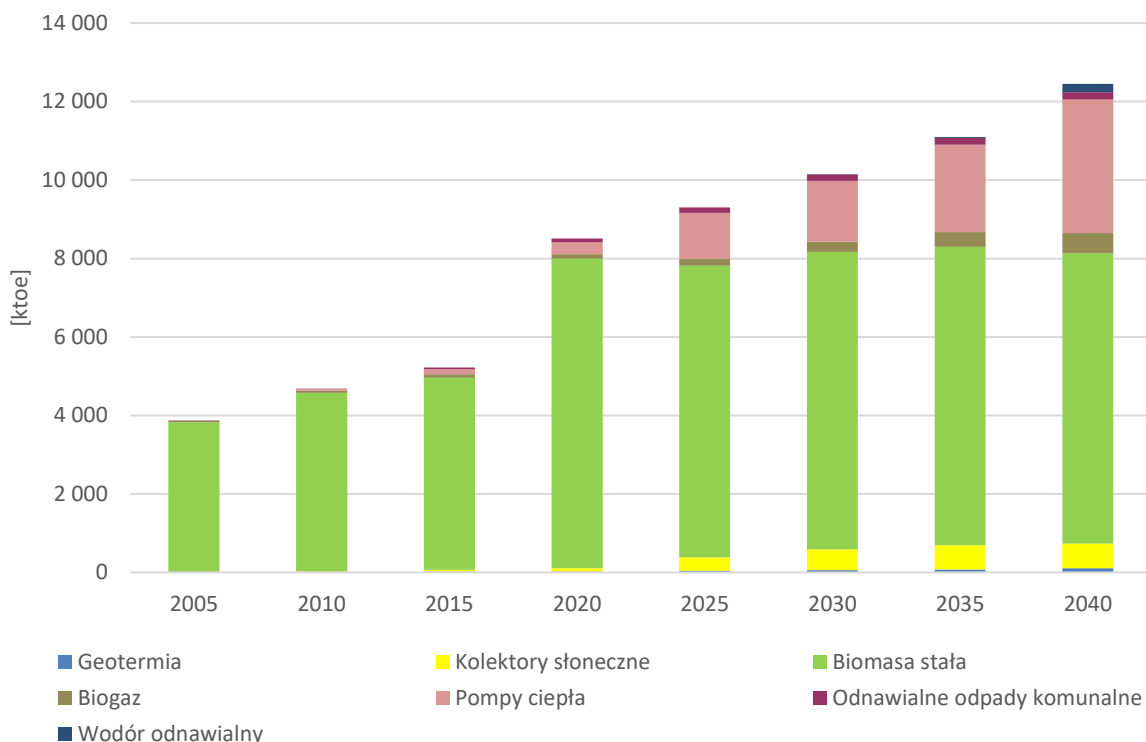
W sektorze elektroenergetycznym, w okresie 2020-2030, udział OZE rośnie z poziomu 16,2% do 51,6% w 2030 r. Głównym motorem tego wzrostu są technologie wiatrowe i słoneczne. Po 2040 coraz większą rolę w produkcji energii elektrycznej zaczyna odgrywać również wodór odnawialny (Tabela 1.19, Rysunek 1.7).



Rysunek 1.7. Produkcja energii elektrycznej z OZE w podziale na technologie - sektor elektroenergetyczny [ktoe]

* wartości znormalizowane

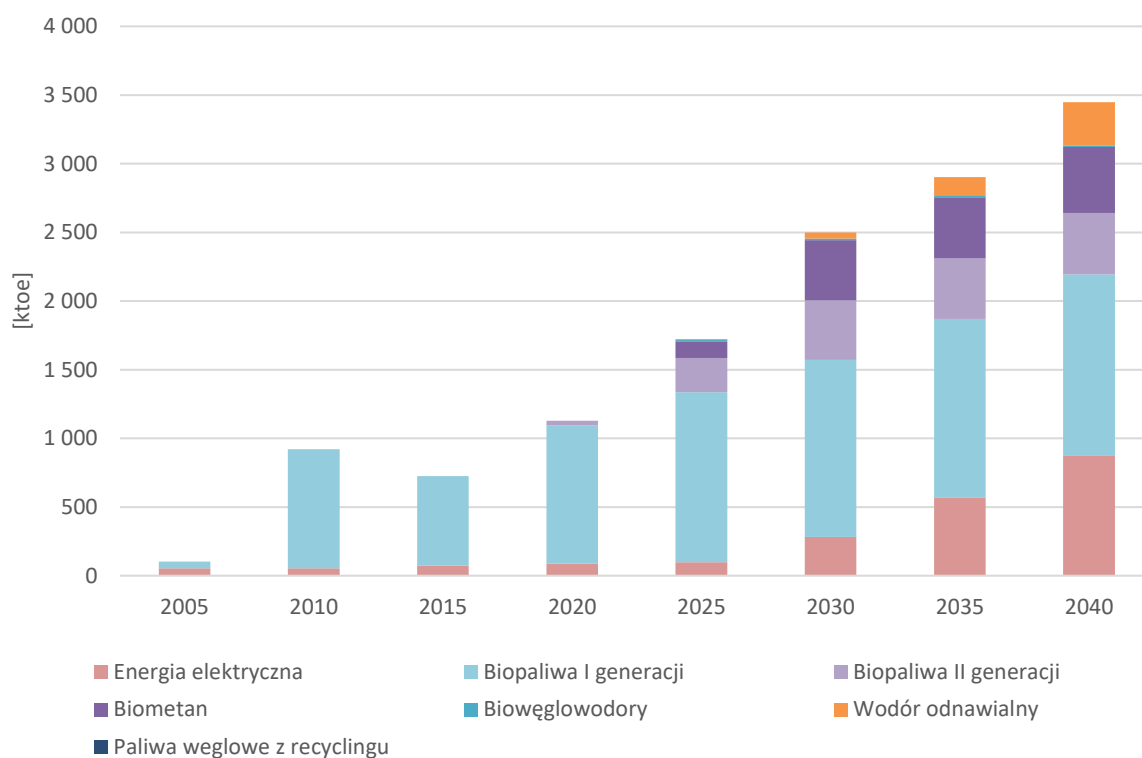
W sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa (obejmującym ciepło/chłód sieciowe i indywidualne), gdzie występuje stosunkowo duży potencjał, udział OZE rośnie z **22,1% w 2020 r. do 31,6% w 2030 r.** (Tabela 1.19, Rysunek 1.8), ale osiągnięcie wskazanych w analizie wartości będzie wymagało skierowania znacznie większego niż do tej pory wsparcia procesów transformacyjnych. Ciepłownictwo jest jednym z najistotniejszych sektorów przemysłowych gospodarki, o podstawowym znaczeniu dla społeczeństwa w polskich warunkach klimatycznych (zaspokaja ok. 1/4 zapotrzebowania na ciepło w Polsce). Zgodnie z zaprezentowaną ścieżką, udział OZE rośnie w tempie wynikającym z zapisów Dyrektywy REDIII tzn. 0,8 pkt. proc. jako średnia roczna w latach 2021-2025 i 1,1, pkt. proc. jako średnia roczna w latach 2026-2030.



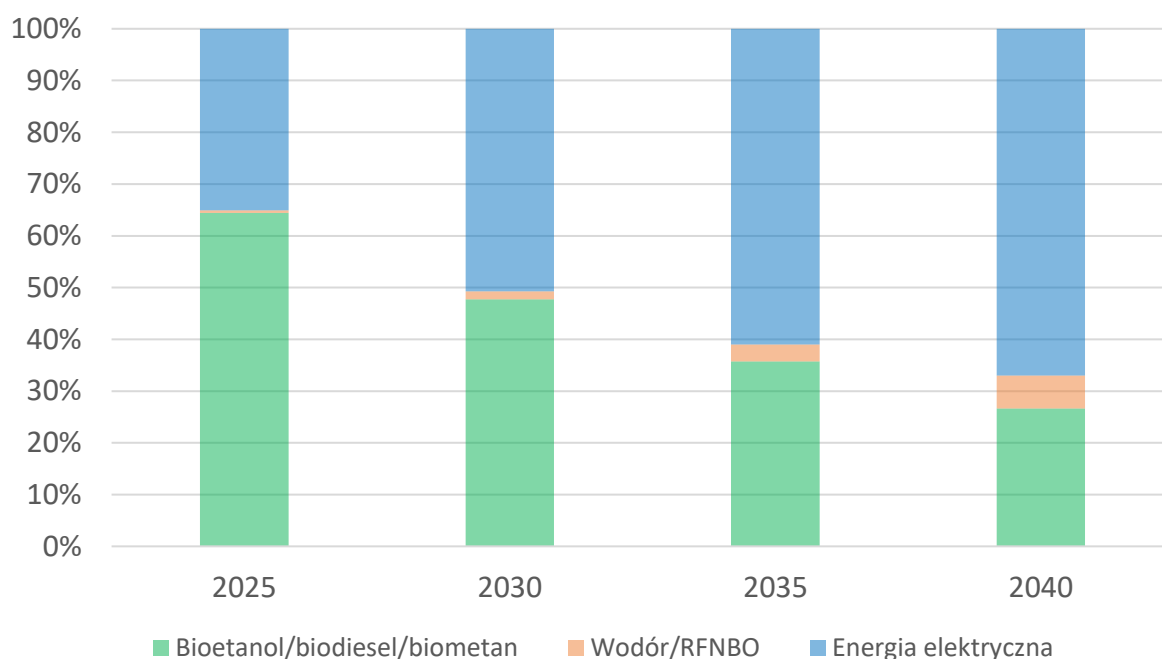
Rysunek 1.8. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - ciepłownictwo i chłodnictwo [ktoe]

Sektor transportu jest tym obszarem, w którym zwiększanie udziału OZE w ogólnym zużyciu energii będzie dużym wyzwaniem. Jak powszechnie wiadomo, możliwości wdrażania biopaliw i biokomponentów są ograniczone względami technicznymi i ekonomicznymi. Największe nadzieje pokłada się więc w elektryfikacji transportu drogowego, która biorąc pod uwagę stopień zamożności społeczeństwa, niekoniecznie będzie przebiegać według założonego w analizie scenariusza. Jak do tej pory rozwój rynku pojazdów elektrycznych oraz infrastruktury towarzyszącej odbiega od oczekiwań i założeń poprzedniego KPEiK na lata 2021-2030.

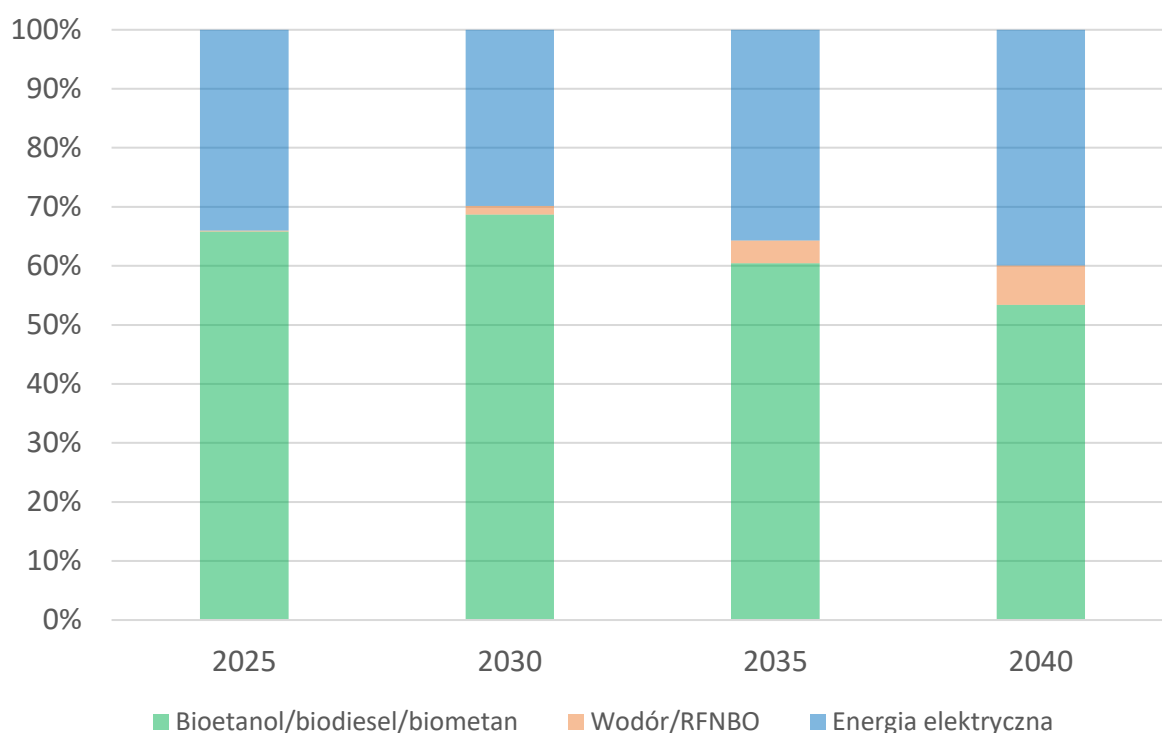
Wyniki analiz w zakresie **trajektorii wzrostu udziału OZE w transporcie wskazują na jego wzrost z poziomu 6,6% w 2020 r. do 16,5% w 2030 r.** (Tabela 1.19, Rysunek 1.9). W kolejnych podokresach prognozy wzrasta on w tempie geometrycznym w miarę postępu w elektryfikacji transportu, napędzanej głównie spadkiem kosztów pojazdów elektrycznych.



Rysunek 1.9. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - sektor transportu [ktoe]

Rysunek 1.10. Struktura zużycia paliw z OZE i energii elektrycznej (nie tylko z OZE) w transporcie pasażerskim z uwzględnieniem sprawności przetwarzania energii*

*Przedstawione wartości prezentują zużycie energii w transporcie pasażerskim bez zastosowania mnożników (wykorzystywanych przy rozliczaniu celu OZE w transporcie), w tym całkowite zużycie energii elektrycznej. Dodatkowo zastosowano przelicznik uwzględniający sprawność silników elektrycznych względem silników spalinowych tj. 3:1 dla samochodów elektrycznych, 2:1 dla zelektryfikowanego transportu kolejowego; 1,5:1 dla samochodów na wodór (ogniwa paliwowe).



Rysunek 1.11. Struktura zużycia paliw z OZE i energii elektrycznej (nie tylko z OZE) transporcie towarowym z uwzględnieniem sprawności przetwarzania energii*

*Przedstawione wartości prezentują zużycie energii w transporcie towarowym bez zastosowania mnożników (wykorzystywanych przy rozliczaniu celu OZE w transporcie), w tym całkowite zużycie energii elektrycznej. Dodatkowo zastosowano przelicznik uwzględniający sprawność silników elektrycznych względem silników spalinowych tj. 2:1 dla pojazdów elektrycznych (drogowych i kolejowych), 1:1 dla samochodów na wodór (ogniwa paliwowe).

Tabela 1.19. Sektorowe i całkowite zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych

		2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na sektory [ktoe]	Końcowe zużycie energii brutto (denominator RES-OS)	61 577	69 192	65 374	74 069	73 059	69 238	66 432	64 024
	Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych (numerator RES-OS)	4 229	6 421	7 767	11 926	15 527	20 764	24 364	28 201
	Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w elektroenergetyce	257	824	1 818	2 292	4 600	8 407	10 930	13 180
	Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w ciepłownictwie i chłodnictwie	3 868	4 677	5 224	8 507	9 301	10 141	11 098	12 450
	Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w transporcie	178	993	824	1 291	1 723	2 499	2 903	3 448
Sektorowy i całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu końcowym energii brutto	Udział energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu końcowym energii brutto	6,9%	9,3%	11,9%	16,1%	21,3%	30,0%	36,7%	44,0%
	Udział energii z OZE w elektroenergetyce	2,5%	6,5%	13,4%	16,2%	29,8%	51,6%	63,0%	65,6%
	Udział energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie	10,2%	11,8%	14,8%	22,1%	27,1%	31,6%	36,6%	43,5%
	Udział energii z OZE w transporcie (z multiplikatorami)	1,7%	6,6%	5,7%	6,6%	8,9%	16,5%	22,8%	32,2%

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., EurostatSHARES

Tabela 1.20. Sektor elektroenergetyczny

		2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Produkcja energii elektrycznej z OZE w podziale na technologie - sektor elektroenergetyczny [ktoe]	Końcowe zużycie energii elektrycznej brutto (denominator RES-E)	12 397	13 391	14 102	14 660	15 780	16 827	18 241	21 430
	Elektrownie wodne*	164	189	198	200	223	248	254	260
	Elektrownie wiatrowe*	17	146	833	1 294	2 247	5 233	7 175	8 504
	Elektrownie fotowoltaiczne	0	0	5	168	1 466	2 221	2 958	3 844
	Elektrownie biomasowe	120	508	776	596	567	711	738	730
	Elektrownie geotermalne	0	0	0	0	0	0	0	0
	Elektrownie na gazy odnawialne (biometan/biogaz/wodór odnawialny)	10	34	78	106	167	246	338	679
	Odnawialne odpady komunalne	0	0	0	16	27	31	35	39
Udział poszczególnych rodzajów technologii w zużyciu energii z OZE w elektroenergetyce	Elektrownie wodne	52,7%	21,6%	10,5%	8,4%	4,8%	2,9%	2,2%	1,9%
	Elektrownie wiatrowe	5,5%	16,6%	44,1%	54,4%	47,8%	60,2%	62,4%	60,5%
	Elektrownie fotowoltaiczne	0,0%	0,0%	0,3%	7,1%	31,2%	25,6%	25,7%	27,3%
	Elektrownie biomasowe	38,6%	57,9%	41,1%	25,0%	12,1%	8,2%	6,4%	5,2%
	Elektrownie geotermalne	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Elektrownie na gazy odnawialne (biometan/biogaz/wodór odnawialny)	3,2%	3,9%	4,1%	4,5%	3,6%	2,8%	2,9%	4,8%
	Odnawialne odpady komunalne	0,0%	0,0%	0,0%	0,7%	0,6%	0,4%	0,3%	0,3%

*wartości znormalizowane

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., Eurostat SHARES

Tabela 1.21. Sektor ciepłownictwa i chłodnictwa

		2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - ciepłownictwo i chłodnictwo [ktoe]	Końcowe zużycie energii brutto w ciepłownictwie i chłodnictwie (denominator RES-H&C)	38 064	39 594	35 310	38 417	34 270	32 091	30 300	28 645
	Geotermia	11	13	22	26	45	59	75	109
	Kolektory słoneczne	0	10	45	80	336	528	623	628
	Biomasa stała	3 814	4 555	4 896	7 892	7 434	7 582	7 600	7 401
	Pompy ciepła	0	45	133	298	1 168	1 551	2 227	3 407
	Biometan/Biogaz/Wodór odnawialny	41	51	88	114	178	263	401	716
	Odnawialne odpady komunalne	1	3	40	97	141	158	173	189
Udział poszczególnych rodzajów technologii w zużyciu energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie	Geotermia	0,3%	0,3%	0,4%	0,3%	0,5%	0,6%	0,7%	0,9%
	Kolektory słoneczne	0,0%	0,2%	0,9%	0,9%	3,6%	5,2%	5,6%	5,0%
	Biomasa stała	98,6%	97,4%	93,7%	92,8%	79,9%	74,8%	68,5%	59,5%
	Pompy ciepła	0,0%	1,0%	2,5%	3,5%	12,6%	15,3%	20,1%	27,4%
	Biometan/Biogaz/Wodór odnawialny	1,1%	1,1%	1,7%	1,3%	1,9%	2,6%	3,6%	5,8%
	Odnawialne odpady komunalne	0,0%	0,1%	0,8%	1,1%	1,5%	1,6%	1,6%	1,5%

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., Eurostat SHARES

Tabela 1.22. Sektor transportu

		2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na paliwa i technologie - sektor transportu [ktoe]	Końcowe zużycie energii brutto w transporcie (denominator RES-T)	10 189	14 957	14 493	19 628	24 637	23 105	21 691	20 287
	Energia elektryczna	54	53	72	88	98	283	567	876
	Biopaliwa I generacji	50	867	653	1 005	1 238	1 287	1 302	1 317
	Biopaliwa II generacji	0	0	0	35	250	435	442	449
	Biometan	0	0	0	0	121	438	444	480
	Biowęglowodory	0	0	0	0	10	10	10	11
	RNFBO	0	0	0	0	6	45	137	315
	Paliwa węglowe z recyklingu	0	0	0	0	0	0	0	0
	Zużycie energii elektrycznej na cele transportu drogowego zakwalifikowane do OZE	0	0	1	2	16	99	295	557
	Zużycie energii elektrycznej na cele transportu kolejowego zakwalifikowane do OZE	48	47	65	80	78	176	262	309
	Zużycie energii elektrycznej w transporcie rurociągowym zakwalifikowane do OZE	6	6	7	6	4	8	10	10
Udział energii elektrycznej w zużyciu energii z OZE w transporcie	Udział energii elektrycznej na cele transportu drogowego	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	15,9%	34,9%	52,1%	63,6%
	Udział energii elektrycznej na cele transportu kolejowego	0,5%	0,7%	0,7%	2,2%	79,6%	62,3%	46,2%	35,2%
	Udział energii elektrycznej na cele innych rodzajów transportu	89,0%	88,8%	90,1%	91,2%	4,5%	2,8%	1,8%	1,2%
	Całkowite zużycie energii elektrycznej w transporcie [ktoe]	343,0	287,0	267,2	273	404	655	970	1357
	Rzeczywiste zużycie energii elektrycznej na cele transportu drogowego [ktoe]	1,8	2,0	1,9	6	64	228	505	863
	Rzeczywiste zużycie energii elektrycznej na cele transportu kolejowego [ktoe]	305,2	254,9	240,6	249	321	408	448	478
	Rzeczywiste zużycie energii elektrycznej w transporcie rurociągowym [ktoe]	36,0	30,2	24,7	18	18	18	17	16

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., Eurostat SHARES

1.2.2. Wykorzystanie OZE w budynkach i w przemyśle

Wyniki prognoz w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w budynkach⁹ są pochodną optymalizacji kosztowej przeprowadzonej w modelu MESSAGE, uwzględniającej obecne uregulowania prawne odnoszące się do rozwoju energetyki rozproszonej opartej na OZE oraz przewidywania w zakresie potencjału spadku kosztów technologii. W modelu tym, źródła rozproszone konkurują z ceną energii elektrycznej dla odbiorców końcowych z sieci.

Zaprezentowane poniżej wyniki, dotyczące wielkości produkcji z małych instalacji i mikroinstalacji opartych na OZE, zostały wygenerowane przy założeniu stopniowego spadku kosztów technologii, rosnących cen detalicznych energii elektrycznej (głównie w wyniku wzrostu kosztów zakupu uprawnień do emisji CO₂ wpływających na poziom ceny hurtowej), jak również sposobów wsparcia umożliwiających częściowe pokrycie kosztów inwestycyjnych, możliwości korzystania z pożyczek udzielanych na preferencyjnych warunkach oraz wartościowego rozliczania nadwyżek energii wyprodukowanych przez prosumenta, zgodnie z zapisami ustawy z dnia 29 października 2021 r. o *zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw* (Dz. U. poz. 2376, z późn. zm.).

Z uzyskanych rezultatów wynika, że najszybciej rozwijającą się technologią w budynkach będzie fotowoltaika (charakteryzująca się największą dynamiką redukcji kosztów i stanowiąca wygodne rozwiązanie techniczne dla gospodarstw domowych, wspólnot mieszkaniowych oraz budynków usługowych).

W tabelach (Tabela 1.23; Tabela 1.24) zaprezentowano projekcje wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej z odnawialnych źródeł energii w małych instalacjach i mikroinstalacjach w budynkach, z uwzględnieniem danych dotyczących energii wytworzonej, zużytej na własne potrzeby i wprowadzonej do sieci. Udział energii wprowadzanej do sieci w poszczególnych okresach został określony na podstawie analizy danych historycznych podawanych przez URE¹⁰. Projekcje produkcji ciepła z mikroinstalacji uzyskano za pomocą symulacyjnego modelu STEAM-PL, gdzie pod uwagę brane są takie elementy jak: poziom zapotrzebowania na energię użyteczną, występujący potencjał, koszty technologii, poziom dopłat, preferencje użytkowników, dotychczasowe tempo rozwoju, przewidywania instytucji branżowych i uznanych ośrodków badawczych w kraju i za granicą.

⁹ W rozumieniu art. 2 ust. 1 dyrektywy 2010/31/UE.

¹⁰ „Zbiornice informacje dotyczące wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub małej instalacji za 2020, 2021 i 2022 r. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa.

Tabela 1.23. Wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w budynkach [GWh]

	rok	Biogazownie	Fotowoltaika	Elektrownie wiatrowe
Produkcja brutto [GWh]	2015	0	9	0
	2020	1	1 527	0
	2025	8	9 897	0
	2030	13	14 036	1
	2035	17	18 780	1
	2040	21	23 964	2
Zużycie na własne potrzeby [GWh]	2015	0	5	0
	2020	0	458	0
	2025	6	2 969	0
	2030	10	4 912	0
	2035	13	7 512	0
	2040	17	10 784	0
Energia wprowadzona do sieci [GWh]	2015	0	4	0
	2020	0	1 069	0
	2025	2	6 928	0
	2030	3	9 124	1
	2035	3	11 268	1
	2040	4	13 180	1

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (STEAM-PL, MESSAGE-PL)

Tabela 1.24. Wytwarzanie ciepła z odnawialnych źródeł energii w budynkach [ktoe]

rok	Biogazownie	Kolektory słoneczne	Kotły na biomasę	Pompy ciepła
2015	0	45	2 281	133
2020	0	80	2 098	298
2025	4	259	2 088	1 056
2030	6	430	2 048	1 840
2035	8	516	1 818	2 751
2040	11	515	1 576	4 026

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (STEAM-PL, MESSAGE-PL)

W tabeli (Tabela 1.25) zaprezentowano projekcje wykorzystanie OZE w budynkach w podziale na źródła oraz projekcje udziału w zużyciu energii ogółem. Z danych tych wynika wzrost udziału OZE w budynkach z ok. 23,8% w 2020 r. do ok. 37,9% w 2030 r. i następnie 57,7% w 2040 r.

Tabela 1.25. OZE w budynkach [ktoe]

	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna	39	256	423	647	929
Energia elektryczna z sieci (OZE)	1 000	1 595	2 841	3 857	4 208
Ciepło z sieci (OZE)	253	466	749	1 122	1 558
Geotermalna	26	45	59	75	109
Słońce	104	251	414	496	486
Biomasa	4 876	3 795	3 258	2 937	2 564
Pompy ciepła	0	0	0	0	0
Produkcja z OZE ogółem	6 514	7 455	9 508	11 610	13 223
Zużycie energii ogółem	27 376	27 405	25 062	23 675	22 928
Udział OZE [%]	23,8%	27,2%	37,9%	49,0%	57,7%

W tabeli (Tabela 1.26) zaprezentowano projekcje wykorzystanie OZE w przemyśle w podziale na źródła oraz projekcje udziału w zużyciu energii ogółem. Z danych tych wynika wzrost udziału OZE w budynkach z ok. 12% w 2020 r. do ok. 17% w 2030 r. i następnie 21,1% w 2040 r. Poniższe zestawienie nie uwzględnia wykorzystania energii elektrycznej z farm wiatrowych i fotowoltaicznych. Ta część OZE została zakwalifikowana do elektroenergetyki.

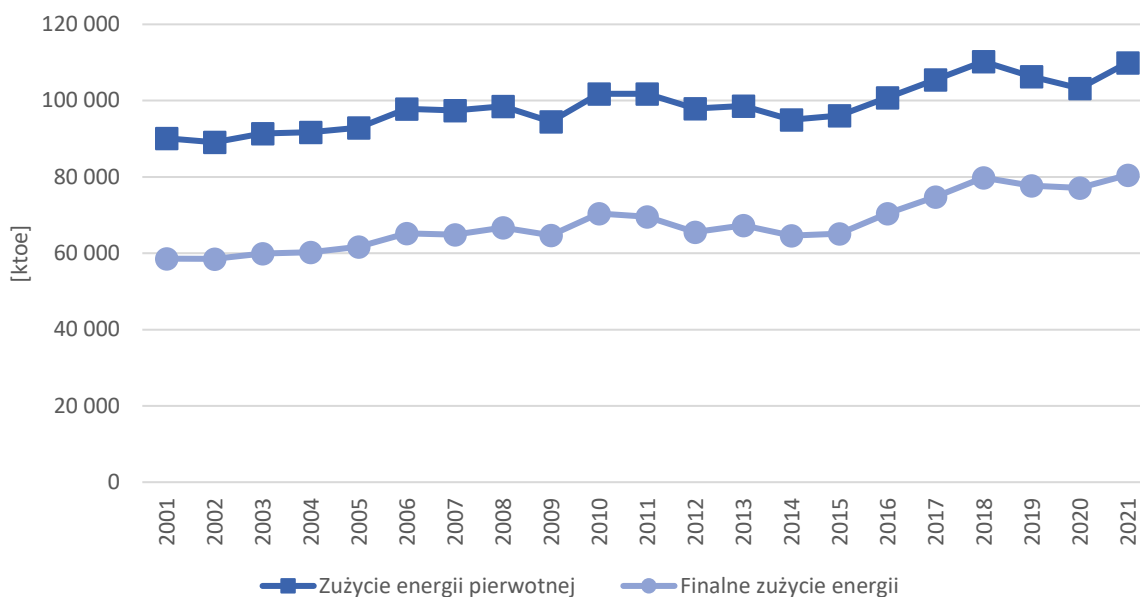
Tabela 1.26. OZE w przemyśle [ktoe]

	2020	2025	2030	2035	2040
Odpady odnawialne	90	102	112	123	137
Słońce	8	73	167	296	480
Biomasa	1 807	2 236	2 287	2 197	2 174
Biometan/biogaz/wodór odnawialny	23	34	50	85	219
Produkcja z OZE ogółem	1 928	2 445	2 615	2 700	3 010
Zużycie energii ogółem	15 921	15 924	15 336	14 778	14 244
Udział OZE [%]	12,1%	15,4%	17,0%	18,3%	21,1%

* Ze względu na ograniczenia modelowe elektrownie wiatrowe są modelowane w sektorze elektroenergetycznym, zatem nie wyodrębniono ww. pozycji oddzielnie w sektorze przemysłu

2. Wymiar „efektywność energetyczna”

W latach 2011–2021 roczne skumulowane tempo wzrostu efektywności energetycznej wyniosło 0,9%. Energochłonność pierwotna PKB obniżała się w tym okresie o średnio 2,6% rocznie, a energochłonność finalna PKB o 1,5%. Najszybsze tempo poprawy efektywności energetycznej odnotowano w transporcie (o 2,2%). Całkowite zużycie energii pierwotnej wzrosło w latach 2011–2021 z 96,6 Mtoe do 104,0 Mtoe (tj. skumulowany roczny wskaźnik wzrostu – 0,7%). Natomiast finalne zużycie energii wzrosło w analizowanym okresie z 64,7 do 75,2 Mtoe (tj. skumulowany roczny wskaźnik wzrostu – 1,5%). Zarówno zużycie całkowite, jak i finalne osiągnęło najwyższą wartość w 2018 r. (było to odpowiednio 104,1 Mtoe oraz 74,9 Mtoe).



Rysunek 2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem w latach 2011-2021¹¹

W 2021 r., w odniesieniu do 2011 r., energochłonność pierwotna PKB obniżyła się o 20,3%, a energochłonność finalna o 13,8%. Po uwzględnieniu korekty klimatycznej tempo poprawy było nieznacznie wyższe (odpowiednio o 21,0% i 15,0%).

Największy wpływ na zmianę zużycia miała aktywność gospodarcza, której zwiększenie przyczyniło się do wzrostu zapotrzebowania na energię o 11,7 Mtoe w 2021 r. w stosunku do 2011 r. W przypadku gospodarstw domowych czynnikami wpływającymi na zwiększenie zapotrzebowania na energię był wzrost liczby mieszkań i zmiana stylu życia (większe mieszkania) oraz warunki pogodowe. Zmiany strukturalne w przemyśle przyczyniły się do zmniejszenia zużycia energii o 0,4 Mtoe, natomiast w transporcie zwiększyły o 1,6 Mtoe. Oszczędności energii wyniosły łącznie 5,8 Mtoe, przy czym największe redukcje zostały osiągnięte w gospodarstwach domowych (2,4 Mtoe). Warunki pogodowe wpłynęły na zwiększenie zużycia energii o 1,0 Mtoe, a pozostałe czynniki na zmniejszenie o 0,1 Mtoe³².

2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej

Na rysunku (Rysunek 2.2) przedstawiono historyczne i prognozowane zużycie energii pierwotnej i finalnej w kraju. Z uzyskanych danych wynika spadek zapotrzebowania na energię pierwotną w kraju w latach 2020-2030 z poziomu 103,3 Mtoe do 92,3 Mtoe i następnie przyspieszenie tempa tego spadku w dalszych okresach. W konsekwencji, zapotrzebowanie na energię pierwotną spada do 85,7 Mtoe w 2040 r. Finalne zużycie energii spada w rozpatrywanym okresie z poziomu 77,1 Mtoe do 72,0 Mtoe w 2030 r. i następnie do 66,4 Mtoe w 2040 r. Głębsza redukcja zużycia energii w kraju w perspektywie najbliższych 7 lat jest niemożliwa do realizacji. Polska jest krajem rozwijającym się, którego ambicją od momentu przystąpienia do UE jest osiągnięcie przynajmniej średniego unijnego poziomu zamożności (mierzonego wskaźnikiem PKB/Ma w PPP). Tymczasem rozwój gospodarczy jest nierozzerwalnie związany ze wzrostem potrzeb energetycznych, tym bardziej że średnie zużycie energii w Polsce jest znacznie

¹¹ „Efektywność wykorzystania energii w latach 2011-2021”. Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, 15.06.2023 r.

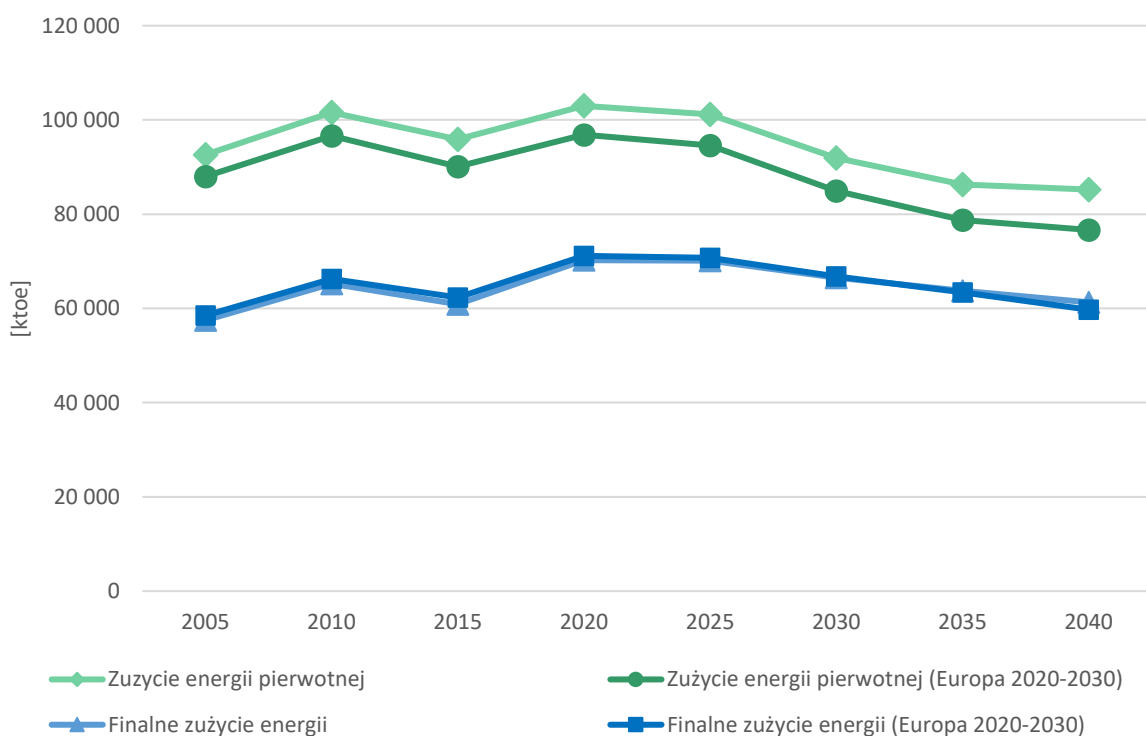
niższe od większości rozwiniętych krajów Europy Zachodniej. Planowane do wdrożenia środki z zakresu poprawy efektywności energetycznej tylko do pewnego stopnia są w stanie zredukować zużycie energii.

Tabela 2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Zużycie energii pierwotnej*	92 905	101 819	96 061	103 280	101 593	92 341	86 782	85 726
Zużycie energii pierwotnej	92 582	101 604	95 868	102 979	101 206	91 901	86 317	85 233
Zużycie energii pierwotnej (Europa 2020-2030)	87 974	96 590	90 075	96 859	94 566	84 962	78 786	76 658
Finalne zużycie energii*	61 700	70 380	65 169	77 134	75 625	71 944	69 067	66 430
Finalne zużycie energii	57 473	65 250	60 863	70 235	70 154	66 555	63 763	61 262
Finalne zużycie energii (Europa 2020-2021)	58 487	66 283	62 299	71 145	70 704	66 813	63 392	59 752

*ze zużyciem nieenergetycznym

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (STEAM-PL, MESSAGE-PL), EUROSTAT



Rysunek 2.2. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem

2.2. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory

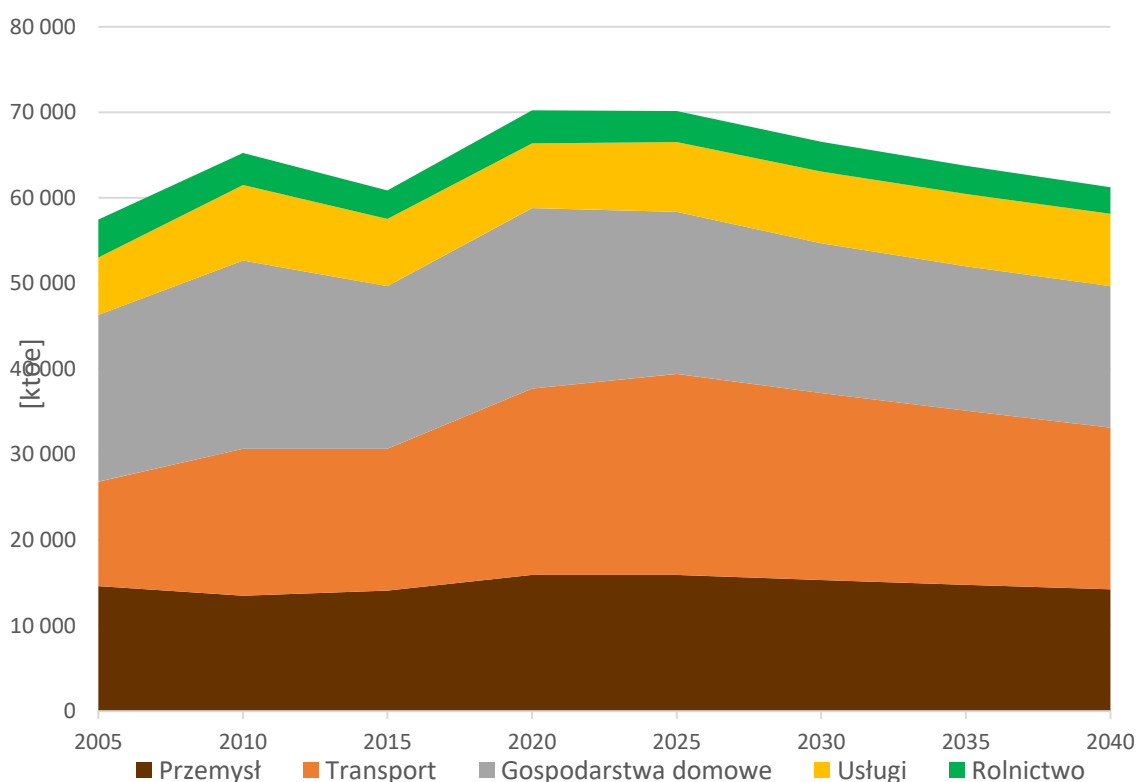
Ścieżki zmian zapotrzebowania finalnego na energię ogółem i w podziale na sektory zaprezentowano w tabeli (Tabela 2.2) oraz na rysunku (Rysunek 2.3). Zgodnie z wynikami prognoz, zużycie finalne energii (bez zużycia nieenergetycznego) spada w latach 2020-2030 z poziomu 70,2 Mtoe do 66,6 Mtoe. Na koniec prognozy osiąga wartość 61,3 Mtoe. Przedstawiona trajektoria zakłada spadek zużycia finalnego w latach 2020-2040 we wszystkich sektorach gospodarki krajowej. Z dzisiejszej perspektywy, najtrudniej będzie osiągnąć redukcję zużycia energii w ciągu najbliższych siedmiu lat w sektorze transportu. Jest to sektor, który - w ślad za wzrostem gospodarczym - ciągle się rozwija. W późniejszym okresie, wraz z rozwojem nowych technologii transportowych oraz popularyzacji transportu zbiorowego jest szansa na

znaczące obniżenie energochłonności transportu, ale jest to uzależnione od tempa wzrostu zamożności społeczeństwa.

Tabela 2.2. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory (bez zużycia nieenergetycznego) [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Przemysł	14 616	13 498	14 097	15 921	15 924	15 336	14 778	14 244
Transport	12 223	17 187	16 561	21 779	23 494	21 831	20 346	18 900
w tym: pasażerski	b.d.	b.d.	8 985	11 002	12 242	10 879	10 403	9 945
towarowy	b.d.	b.d.	7 496	10 695	11 168	10 865	9 857	8 869
pojazdy spec.	b.d.	b.d.	79	82	84	86	87	87
Gospodarstwa domowe	19 467	22 002	19 032	21 101	18 932	17 530	16 868	16 537
Usługi	6 730	8 833	7 842	7 565	8 170	8 398	8 481	8 469
Rolnictwo	4 438	3 730	3 330	3 869	3 634	3 461	3 290	3 112
RAZEM	57 473	65 250	60 863	70 235	70 154	66 555	63 763	61 262

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (STEAM-PL), EUROSTAT



Rysunek 2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory (bez zużycia nieenergetycznego)

2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa

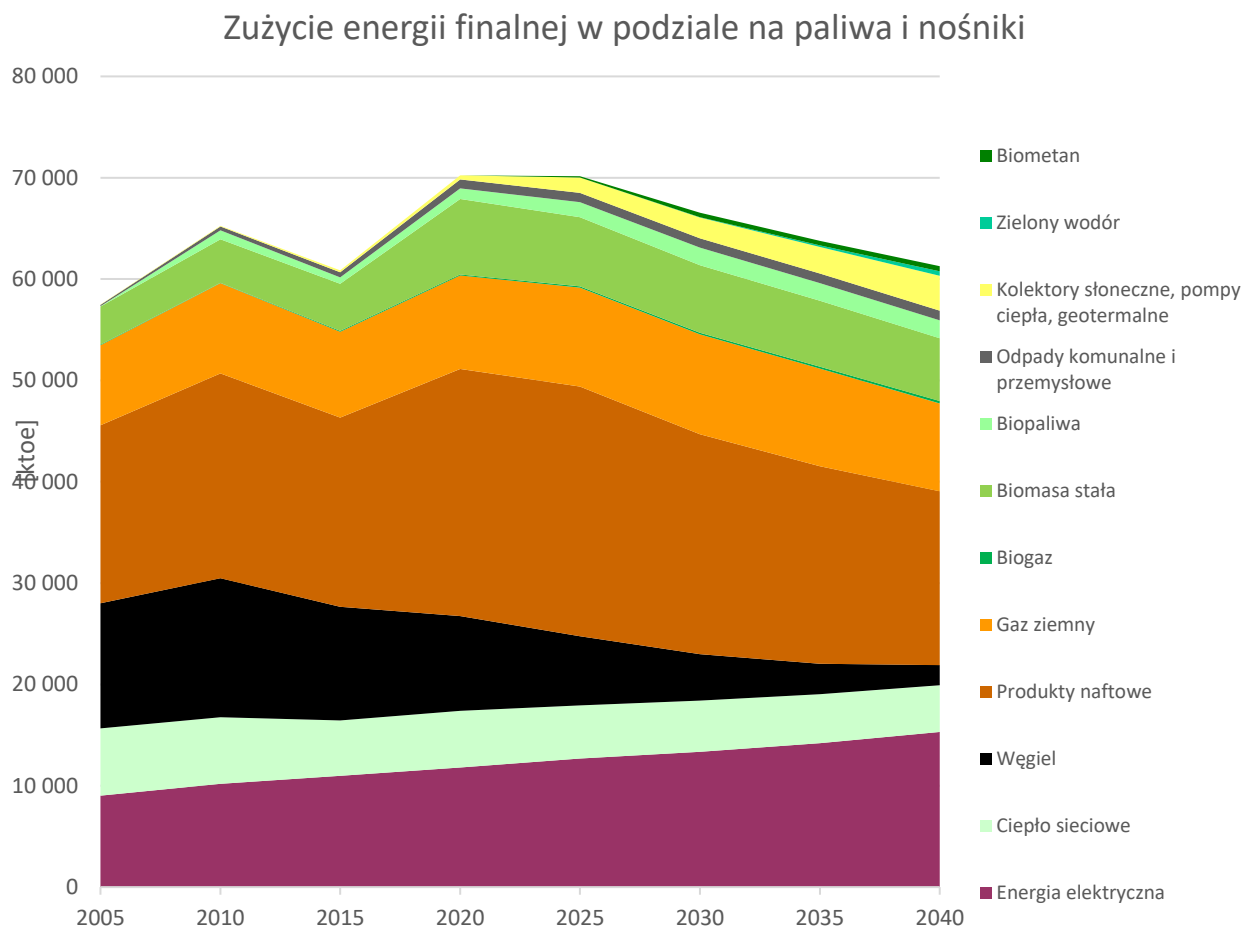
W finalnym zużyciu energii następują stopniowe zmiany w strukturze paliwowej (Tabela 2.3; Rysunek 2.4), znacząco spada zużycie węgla (jego udział spada z 13% w 2020 r. do 7% w 2030 r. i 3% w 2040 r., natomiast rośnie stopniowo zużycie energii elektrycznej oraz energii z odnawialnych źródeł energii. Gaz ziemny rośnie tylko w perspektywie 2030 r. Po tym okresie jego udział w finalnym zużyciu energii zaczyna stopniowo spadać. W oparciu o przyjęte założenia przewidywany jest również istotny spadek zapotrzebowania na ciepło sieciowe. Jest on wynikiem założeń w odniesieniu do zakrojonej na szeroką skalę działań termomodernizacyjnych oraz wzrostu wykorzystania pomp ciepła w indywidualnych systemach ogrzewania. Spadek zużycia węgla kamiennego związany jest głównie z postępującym powoli,

ale stopniowo procesem unowocześniania zakładów produkcyjnych funkcjonujących w systemie ETS, czego konsekwencją jest przechodzenie na paliwa i nośniki takie jak: OZE czy energia elektryczna. W następnej kolejności na spadek zużycia węgla wpływać będzie również proces wymiany starych, nieefektywnych kotłów w gospodarstwach domowych, wspierany dopłatami (np. z programu Czyste Powietrze). Procesy te są wymuszane, m.in. poprzez wprowadzane na szczeblu regionalnym uchwały antysmogowe, które zabraniają stosowania kotłów na paliwa stałe niespełniających określonych norm środowiskowych, a w niektórych wprowadzane są całkowite zakazy stosowania paliw stałych.

Tabela 2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna	9 028	10 206	10 990	11 806	12 681	13 345	14 214	15 308
Ciepło sieciowe	6 634	6 547	5 462	5 603	5 247	5 061	4 811	4 598
Węgiel	12 340	13 733	11 218	9 335	6 840	4 564	3 014	1 995
Produkty naftowe	17 563	20 213	18 647	24 384	24 631	21 729	19 498	17 153
Gaz ziemny	7 917	8 884	8 490	9 236	9 762	9 831	9 615	8 669
Biogaz	40	48	78	92	131	165	201	237
Biomasa stała	3 755	4 306	4 639	7 447	6 810	6 673	6 499	6 191
Biopaliwa	47	867	653	1 040	1498	1733	1754	1776
Odpady komunalne i przemysłowe	136	378	486	889	894	915	933	954
Kolektory słoneczne, pompy ciepła, geotermalne	12	69	200	404	1 535	2 053	2 615	3 434
Wodór odnawialny	0	0	0	0	6	49	164	464
Biometan	0	0	0	0	121	438	444	480
RAZEM	57 473	65 250	60 863	70 235	70 154	66 555	63 763	61 262

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (STEAM-PL), EUROSTAT



Rysunek 2.4. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki

2.4. Zużycie nieenergetyczne

Zużycie nieenergetyczne to ilość nośników energii zużyta na potrzeby technologiczne produkcji niektórych wyrobów (np. zużycie gazu ziemnego do produkcji nawozów sztucznych, albo węgiel kamienny do produkcji elektrod). W prognozie zakłada się umiarkowany spadek zużycia wszystkich stosowanych do tej pory nośników energii na cele nieenergetyczne.

Tabela 2.4. Zużycie nieenergetyczne w podziale na paliwa [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Węgiel	52	54	133	64	54	55	55	56
Koks	39	1	0	33	30	27	25	23
Torf	90	30	0	11	0	0	0	0
Nafta	672	986	1 048	1 197	1 114	1 068	1 027	988
LPG	73	81	138	89	90	90	90	90
Pozostałe produkty naft.	1 664	2 156	2 222	2 350	2 007	1 995	1 983	1 971
Gaz ziemny	2 017	1 661	2 120	2 052	2 176	2 087	1 978	1 721
Wodór odnawialny	0	0	0	0	0	66	146	319
RAZEM	4 608	4 969	5 660	5 795	5 471	5 389	5 304	5 168

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (STEAM-PL), EUROSTAT

2.5. Intensywność zużycia energii pierwotnej

W tabeli (Tabela 2.5) przedstawiono wskaźnik intensywności zużycia energii pierwotnej względem PKB. Wskaźnik ten ulega stopniowemu obniżaniu w całym rozpatrywanym okresie, co odzwierciedla zachodzące procesy poprawy efektywności wykorzystania energii. Z dokonanych porównań wynika, że energochłonność liczona na jednostkę PKB zmniejszała się w Polsce w ciągu ostatnich kilkunastu lat ponad dwa razy szybciej niż średnio w krajach UE (w stosunku do 2005 r. obniżyła się o ok. 33%). Obliczona dla 2020 r. energochłonność pierwotna PKB wynosząca 181 [toe/mlnEUR'2024] nadal jest prawie dwukrotnie wyższa od średniej unijnej. Stąd wniosek, że nadal występuje pewien dość znaczący potencjał do dalszej poprawy efektywności, ale na pewno nie jest on możliwy do uzyskania w prosty sposób. Osobną kwestią jest, że zdecydowanie lepszym wskaźnikiem do tego rodzaju porównań jest wskaźnik energochłonności liczony wg parytetu siły nabywczej (PPP), który w 2020 r. wyniósł 117 [toe/mlnEUR] i był wyższy już tylko o 15% od średniej unijnej.

Tabela 2.5 Wskaźniki intensywności zużycia energii pierwotnej względem PKB [toe/mln EUR'2024]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
toe/mln EUR'2024	348	303	246	233	194	157	134	125
toe/mln PLN'2024	86	76	59	53	46	36	31	29

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

W tabeli poniżej zaprezentowano wskaźnik intensywności zużycia energii pierwotnej w kraju na mieszkańca. W 2020 r. wynosi on 2,72 toe/Ma i zgodnie z prognozą ulega on obniżeniu do 2,44 do 2030 r. i 2,31 do 2040 r.

Tabela 2.6. Wskaźniki intensywności zużycia energii pierwotnej na mieszkańca [toe/Ma]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ogółem kraj	2,44	2,67	2,53	2,72	2,67	2,44	2,31	2,31

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

Intensywność zużycia energii finalnej (Tabela 2.7) przedstawiono wskaźniki intensywności zużycia energii finalnej w podziale na sektory. Zgodnie z zaprezentowanymi danymi, wskaźniki te ulegają stopniowej poprawie w rozpatrywanym horyzoncie czasowym we wszystkich sektorach gospodarki krajowej. Znaczące podniesienie wskaźnika intensywności zużycia energii w sektorze transportu, jakie jest widoczne w okresie 2015-2020, wynika z korekty statystycznej zużycia paliw w tym sektorze na skutek wprowadzenia z dniem 1 lipca 2016 r. tzw. pakietu paliwowego. W jego konsekwencji ujawnione zostały dodatkowe wolumeny zużycia paliw w wyniku likwidacji tzw. szarej strefy w obrocie paliwami.

Tabela 2.7. Wskaźniki intensywności zużycia energii finalnej w podziale na sektory [toe/mln EUR'2024]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ogółem kraj	278	209	167	174	145	122	108	97
Przemysł	280	192	169	164	136	116	104	95
Transport	804	1106	838	1145	914	735	621	531
w tym: pasażerski	b.d	b.d	451	575	474	364	316	277
towarowy	b.d	b.d	377	559	432	364	299	247
Usługi	47	49	38	32	30	28	25	24
Rolnictwo	513	432	415	465	413	373	346	323
Gospodarstwa domowe [toe/gosp.dom.]	1830	1961	1636	1687	1448	1309	1222	1169

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

2.6. Wsad paliwowy w wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej

W tabeli (Tabela 2.8) zilustrowano projekcje zużycia paliw na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej i ciepła dla wszystkich odbiorców. Zaprezentowane wielkości zużycia dla okresu 2020-2050 są pochodną wyznaczonej w dedykowanym modelu (MESSAGE-PL) optymalnej struktury mocy i produkcji energii elektrycznej i ciepła w kraju, opisanej szczegółowo następnych rozdziałach. Kluczowym wnioskiem wpływającym z otrzymanych wyników jest przewidywane stopniowe ograniczanie wykorzystania węgla (zarówno kamiennego jak i brunatnego) w sektorze elektroenergetyki i ciepłownictwa, wymuszane głównie rosnącym kosztem zakupu uprawnień do emisji CO₂, koniecznością trwałego odstawiania wyeksploatowanych i najczęściej wysokoemisyjnych jednostek, a także występowaniem innych niesprzyjających warunków w otoczeniu regulacyjnym i rynkowym dla jednostek wysokoemisyjnych. Odbywa się to kosztem zwiększania udziału paliw bezemisyjnych lub niskoemisyjnych (OZE, gaz ziemny, energia jądrowa). Dzięki funkcjonowaniu rynku mocy, istotny spadek zużycia węgla następuje dopiero po 2028 r. Założone w modelu prognostycznym zgodnie z rekomendacjami KE ceny uprawnień do emisji GHG wzrastają istotnie w tym okresie, co powoduje szybkie wypychanie z krzywej merit order jednostek węglowych. Istotnym elementem niepewności uzyskanych wyników jest tutaj jednak poziom cen uprawnień do emisji CO₂.

Tabela 2.8. Wsad paliwowy na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej [ktoe]

		2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Elektrownie	Węgiel	2 265	1 118	507	776	0	0	0	0
	Produkty naftowe	10	4	1	11	5	4	4	2
	Gaz	1	0	0	0	1 254	1 142	1 635	858
	OZE, wodór odnawialny, odpady	6	61	441	342	577	834	778	1 043
Elektrociepłownie	Węgiel	34 392	33 935	32 375	25 695	22 873	13 488	9 477	3 386
	Produkty naftowe	555	563	407	364	762	724	584	459
	Gaz	1 182	1 093	1 347	2 959	3 149	3 632	2 871	2 258
	OZE, wodór odnawialny, odpady	435	1 547	2 021	1 981	2 154	2 556	3 044	3 517
	Paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0	0	8 750
Ciepłownie	Energia elektr.	0	0	0	0	26	106	239	467
	Węgiel	3 063	3 360	2 403	2 341	1 780	1 250	934	317
	Produkty naftowe	52	36	16	20	35	28	19	8
	Gaz	295	277	209	217	314	379	361	529
	OZE, wodór odnawialny, odpady	40	47	42	129	203	426	516	535

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (MESSAGE-PL)

2.7. Wsad paliwowy w pozostałe procesy konwersji

Do sektora przemian energetycznych zaliczane są zakłady przemysłowe, w których realizowane są procesy technologiczne, w których jedna postać energii (przeważnie nośniki energii pierwotnej, np. węgiel) zamieniane są na inną, pochodną postać energii (np. energię elektryczną, ciepło, koks, gaz z procesów technologicznych, itp.). Poza elektrowniami, elektrociepłowniami i ciepłowniami, wymienionymi w poprzednim podpunkcie, do sektora przemian energetycznych zaliczane są także: rafinerie, petrochemie, gazownie, koksownie, brykietownie oraz wielkie piece. W tabeli (Tabela 2.9) przedstawiono łączne zużycie paliw w pozostałych procesach konwersji. Z zaprezentowanych danych wynika stopniowy spadek zużycia paliw, związany głównie z postępującą transformacją energetyczną

i stopniowym odejściem od zużycia paliw silnikowych w transporcie (spadek dotyczy ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego w rafineriach).

Tabela 2.9. Wsad paliwowy w pozostałe procesy konwersji [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ropa naftowa	18 432	23 188	26 537	26 145	24 681	23 128	21 839	20 369
Węgiel	9 519	10 559	11 063	8 773	9 266	9 231	9 071	8 904
Produkty naftowe	1 085	1 703	1 906	2 697	1 579	1 476	1 389	1 295
Gaz	204	308	638	558	455	401	351	304
OZE, odpady	0	0	0	0	0	12	79	217

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (STEAM-PL)

2.8. Udział wytwarzania skojarzonego w produkcji energii elektrycznej i ciepła

Rozwój wysokosprawnej kogeneracji w Polsce jest jednym z priorytetowych kierunków krajowej strategii energetycznej. Niepodważalną zaletą układów skojarzonych jest ich wysoka sprawność energetyczna, pozwalająca na istotne ograniczenie zużycia paliw pierwotnych, co w rezultacie przekłada się na redukcję emisji CO₂ i innych zanieczyszczeń. Podstawowe oszczędności energetyczne występujące w układach skojarzonych, polegają na pełniejszym wykorzystaniu energii dostarczonej w paliwie dzięki zagospodarowaniu ciepła odpadowego, towarzyszącemu procesowi rozdzielonego wytwarzania ciepła użytkowego i energii elektrycznej. W 2020 r. ok. 65%¹² ciepła użytkowego pochodziła z kogeneracji, natomiast pozostała część ciepła była produkowana w kotłach wodnych (ciepłownie i kotły ciepłownicze energetyki zawodowej). Polska ma więc znaczny potencjał, który może zostać wykorzystany dzięki przebudowie niespełniających wymogów środowiskowych kotłów wodnych na jednostki kogeneracyjne. Ponadto, istnieją techniczne możliwości wykorzystania ciepła odpadowego powstającego w instalacjach przemysłowych lub innych instalacjach generujących ciepło odpadowe. Jeszcze innym rozwiązaniem jest rozwój mikrokogeneracji oraz energetyki prosumenckiej.

W symulacjach modelowych tempo rozwoju kogeneracji w Polsce określono stosownie do prognozy zapotrzebowania na ciepło użytkowe z uwzględnieniem czynników ekonomicznych oraz przy założeniu kontynuacji wsparcia wysokosprawnej kogeneracji. Wyniki obliczeń modelowych (Tabela 2.10) wskazują na utrzymywanie się udziału energii elektrycznej produkowanej w wysokosprawnej kogeneracji do 2030 r. na poziomie 65%, a następnie jego spadek do 53% w 2040 r. Przy określonych w pracy założeniach, wiodącą technologią kogeneracji są duże elektrociepłownie gazowe (faktem przemawiającym za wyborem takiego rozwiązania jest proekologiczny charakter tych jednostek, dostępność paliwa oraz konkurencyjność w warunkach rosnących cen uprawnień do emisji CO₂).

Tabela 2.10. Procentowy udział wytwarzania skojarzonego w produkcji energii elektrycznej i ciepła

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Udział skojarzenia	16,8%	17,6%	16,2%	20,5%	18,4%	18,5%	14,9%	10,8%
Wysokosprawna kogeneracja	63,9%	61,2%	65,1%	64,7%	64,4%	64,5%	60,0%	53,0%

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (MESSAGE-PL)

¹² „Gospodarka paliwowo-energetyczna” - GUS, Warszawa 2021

2.9. Produkcja energii cieplnej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach

Zgodnie z metodyką stosowaną przez EUROSTAT (wg której przygotowane zostały wszystkie dane statystyczne zaprezentowane w raporcie) do elektrociepłowni zaliczane są jednostki, które wytwarzają choćby minimalne wielkości ciepła (również w procesach rozdzielonych np. w kotłach ciepłowniczych energetyki zawodowej). Naturalną tego konsekwencją jest zakwalifikowanie niemalże wszystkich krajowych elektrowni produkujących ciepło do grupy elektrociepłowni, zatem w pozycji „produkcja ciepła w elektrowniach” (Tabela 2.11) wykazywane jest wszędzie „0”. Prognozy produkcji ciepła z elektrociepłowni są wynikiem optymalizacji kosztowej przeprowadzonej w modelu MESSAGE-PL.

Tabela 2.11. Produkcja energii cieplnej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach [TJ]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Elektrownie*	0	0	0	0	0	0	0	0
Elektrociepłownie	219 883	205 851	185 618	186 389	175 207	170 534	151 131	127 592
Ciepłownie	116 508	129 980	95 274	99 553	94 373	91 735	98 190	110 506

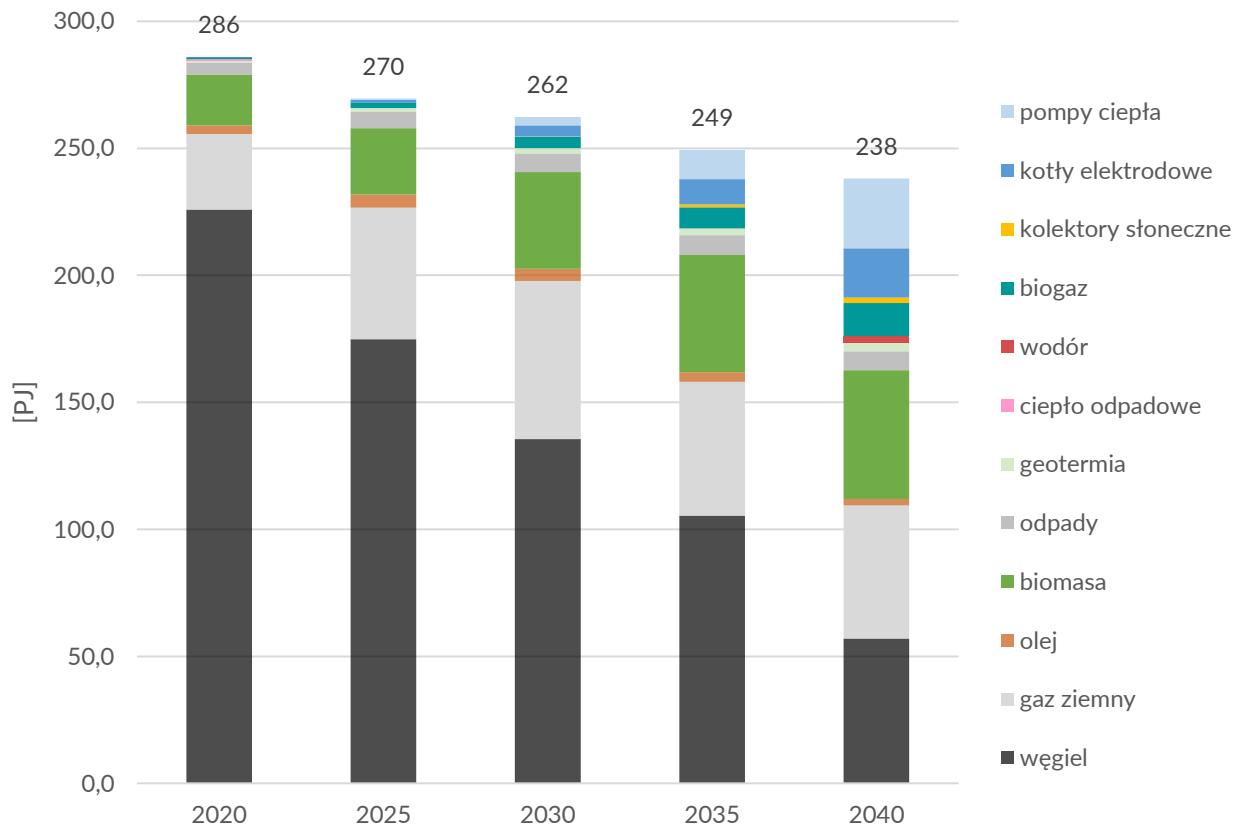
Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (MESSAGE-PL)

* Zgodnie z metodyką stosowaną przez Eurostat każda elektrownia to elektrociepłownia, dlatego emisje z prezentowane są w jednej pozycji „elektrociepłownie”

W tabeli i na rysunku poniżej (Tabela 2.12, Rysunek 2.5) przedstawiona została struktura produkcji ciepła systemowego. Wyraźnie spada produkcja ciepła z paliw węglowych zwłaszcza po 2030 r. W 2040 r. generacja ciepła z węgla ulega redukcji o ok. 75% w porównaniu z 2020 r. Około 2030 r. nastąpi szczytowe wykorzystanie gazu ziemnego, do czego przyczynią się już przede wszystkim inwestycje, co do których decyzja o budowie już zapadła. To najczęściej efekt zmiany źródła węglowego na gazowe lub skutek zwiększania istniejących mocy w poszczególnych systemach. Równocześnie prognozowany jest wzrost wykorzystania biomasy na cele ciepłownictwa systemowego. W 2040 r. ok. 67% produkcji ciepła jest związana z wykorzystaniem węgla, gazu i biomasy. Zauważalnym trendem jest także elektryfikacja ciepłownictwa (pompy ciepła, kotły elektryczne i kolektory słoneczne), w oparciu o sieci niskotemperaturowe. Aby móc dostarczać ciepło systemowe o niższych parametrach niezbędna jest konsekwentna termomodernizacja, a w szczególności zapewniające dostosowanie do odbioru ciepła o niskiej temperaturze. Niezbędne mogą być także dodatkowe grzałki, boostery czy inne rozwiązania zwiększające temperaturę czynnika grzewczego.

Tabela 2.12. Produkcja energii cieplnej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach (ciepłownictwie systemowym) w podziale na paliwa [TJ]

	2020	2025	2030	2035	2040
Węgiel	225 854	174 845	135 554	105 407	56 990
Gaz ziemny	29 843	51 826	62 249	52 715	52 430
Olej	3 336	5 136	4 805	3 754	2 594
Biomasa	19 868	26 134	38 071	46 106	50 660
Biogaz	835	2 242	4 447	8 325	13 023
Geotermia	712	1 415	2 114	2 707	3 575
Odpady	4 853	6 510	7 268	7 788	7 392
Wodór odnawialny	0	0	0	0	2 462
Kotły elektryczne	0	1 064	4 377	9 920	19 363
Kolektory słoneczne	0	0	161	1 099	2 104
Pompy ciepła	0	408	3 223	11 501	27 506
Paliwo jądrowe, ciepło odpadowe	641	0	0	0	0
RAZEM	285 942	269 580	262 268	249 321	238 098



Rysunek 2.5 Produkcja ciepła systemowego w podziale na paliwa [PJ]

2.10. Produkcja energii cieplnej wytworzonej w indywidualnych źródłach ciepła

W poniższych tabelach (Tabela 2.13; Tabela 2.14) przedstawiono wielkości produkcji energii cieplnej wytworzonej w indywidualnych źródłach grzewczych w podziale na sektory i nośniki energii.

We wszystkich sektorach obserwowany jest spadek produkcji ciepła do 2040 r. w stosunku do roku 2020, największy w przypadku przemysłu (o ok. 27%).

W strukturze paliwowej widoczny jest spadek zużycia paliw kopalnych. Znaczący w odniesieniu do węgla, którego udział w produkcji ciepła ogółem w indywidualnych źródłach grzewczych spada z ok. 26% w 2020 r. do 7% w 2040, łagodniejszy w przypadku gazu ziemnego (z ok. 40% w roku 2020 do ok. 37% w 2040 r.). Rośnie natomiast stopniowo zużycie energii elektrycznej – z poziomu 7% w 2020 do ok. 14% w 2040 r.

Tabela 2.13. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach grzewczych w podziale na sektory [PJ]

sektor	2020	2025	2030	2035	2040
Gospodarstwa domowe	506	509	471	447	438
Usługi	108	114	111	107	99
Rolnictwo	44	43	41	40	39
Przemysł	287	282	257	236	211
Suma	945	948	881	830	787

Tabela 2.14. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach ciepła w podziale na paliwa i nośniki energii [PJ]

paliwa / nośniki energii	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna	70	95	93	98	108
Węgiel	250	198	135	88	58
Gaz	380	370	353	334	288
LPG/OOL	48	40	32	28	25
Biomasa, odpady*	179	186	189	183	174
Pompy ciepła	12	46	59	78	110
Kolektory słoneczne	5	13	20	24	25
Suma	945	948	882	831	788

2.11. Potencjał wysokosprawnej kogeneracji

Potencjał rozwoju kogeneracji w kraju uzależniony jest od wielkości zapotrzebowania na ciepło użytkowe. W wykonywanych ocenach wyróżnia się następujące poziomy potencjału:

- potencjał całkowity, równy całkowitemu zapotrzebowaniu na ciepło użytkowe;
- potencjał techniczny = część potencjału całkowitego, który może być faktycznie wykorzystany przy bieżącym poziomie techniki i technologii;
- potencjał ekonomiczny = część potencjału technicznego, którego faktyczne wykorzystanie jest uzasadnione ekonomicznie.

Według innego kryterium potencjał całkowity dzieli się na:

- potencjał już wykorzystany = część ciepła użytkowego, która jest obecnie wytwarzana w instalacjach kogeneracyjnych;
- potencjał dodatkowy = część ciepła użytkowego, która jest obecnie wytwarzana za pomocą innych technik¹³.

Oobecne całkowite roczne zapotrzebowanie Polski na ciepło użytkowe (całkowity potencjał kogeneracji) jest oceniane na 940-1040 PJ (wahania pogodowe mogą powodować zmiany rocznego zapotrzebowania sięgające $\pm 10\%$), z tego:

- 500-600 PJ to potrzeby sektora gospodarstw domowych;
- 440 PJ to potrzeby sektorów gospodarczych (przemysł – ok. 270 PJ, usługi – ok. 125 PJ i rolnictwo – ok. 45 PJ);
- 250 PJ to ilość ciepła pozyskiwane przez te sektory z sieci ciepłowniczych;
- 800 PJ jest pokrywane w źródłach indywidualnych, elektrociepłowniach i ciepłowniach przemysłowych, produkujących energię cieplną na potrzeby swoich zakładów macierzystych.

Potencjał dodatkowy jest relatywnie mały, dotyczy on ok. 60 PJ ciepła w formie odzysku w przemyśle i koksowniach.

Pod względem technicznym dostępne są obecnie technologie kogeneracyjne w pełnym zakresie mocy od kilku kW (małe domy mieszkalne) do setek MW (wielkie elektrociepłownie). Stąd, jako potencjał techniczny kogeneracji przyjmuje się całkowite roczne zapotrzebowanie kraju na ciepło użytkowe, pomniejszone jedynie o odzysk ciepła w przemyśle i koksowniach, w których to przypadkach zastąpienie odzysku jakąkolwiek technologią kogeneracyjną byłoby bezcelowe. Wielkość potencjału technicznego kogeneracji w kraju jest więc oszacowana na $1040 - 60 = 980$ PJ.

Dla realnego planowania przyszłego rozwoju kogeneracji właściwą kategorią jest dodatkowy potencjał ekonomiczny, tj. ilość ciepła użytkowego, która nie jest obecnie wytwarzana w instalacjach

¹³ „Analiza krajowego potencjału ciepłownictwa i chłodnictwa. Aktualizacja na rok 2017”, Politechnika Warszawska, Warszawa 2017.

kogeneracyjnych, a której wytwarzanie w takich instalacjach uznaje się, po przeprowadzeniu szczegółowej analizy, za uzasadnione ekonomicznie.

Obliczenie dodatkowego potencjału ekonomicznego rozwoju kogeneracji przeprowadzono na podstawie analizy ekonomicznej skutków wdrożenia kogeneracji zamiast rozdzielonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Efektywność inwestycji kogeneracyjnych oceniono z wykorzystaniem metody sumy zdyskontowanych przepływów finansowych (NPV). Uwzględniono także koszty zewnętrzne wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, tj. koszty społeczne nieprzeniesione w cenach nośników energii.

Obliczenia wykonano dla następujących technologii, które uznawane są za reprezentatywne dla przyszłego rozwoju kogeneracji:

- technologie dla dużych i średnich systemów ciepłowniczych (moc ≥ 20 MW):
 - blok parowo-gazowy o mocy elektrycznej 50 MW;
 - blok parowy z kotłem fluidalnym o mocy elektrycznej 100 MW;
- technologie dla małych systemów ciepłowniczych ($1 \text{ MW} \leq \text{moc} < 20 \text{ MW}$):
 - turbina gazowa o mocy elektrycznej 5 MW,
 - blok parowy o mocy elektrycznej 5 MW;
 - silnik gazowy o mocy elektrycznej 5 MW;
- technologie mikrokogeneracyjne (moc $< 1 \text{ MW}$):
 - silnik gazowy o mocy elektrycznej 0,5 MW;
 - turbina gazowa o mocy elektrycznej 0,3 MW.

Uzyskane wyniki dodatkowego potencjału ekonomicznego wskazują, że inwestycje kogeneracyjne są społecznie opłacalne ($\text{NPV} > 0$) już przy relatywnie krótkim czasie wykorzystania mocy (nawet poniżej 2700 godzin rocznie). Dla racjonalizacji rentowności przyjęto typowe dla elektrociepłowni czasy wykorzystania mocy zainstalowanej – 4600 h rocznie dla elektrociepłowni generujących ciepło na potrzeby ogrzewania budynków i CWU oraz 6000 h rocznie dla elektrociepłowni przemysłowych.

Inaczej wygląda problem czasu wykorzystania mocy z perspektywy inwestora. Ze względu na fakt, że ceny energii elektrycznej i ciepła nie przenoszą wszystkich kosztów zewnętrznych (a więc nie odzwierciedlają realnych kosztów i korzyści stosowania danej technologii wytwórczej), budowanie instalacji kogeneracyjnych o krótkim czasie wykorzystania byłoby obarczone dużym ryzykiem niezyskania wymaganej rentowności projektu. Stąd do określenia wielkości ekonomicznego potencjału kogeneracji przyjęto typowe dla elektrociepłowni czasy wykorzystania mocy zainstalowanej:

- 4600 godzin rocznie dla elektrociepłowni generujących ciepło na potrzeby ogrzewania budynków i ciepłej wody użytkowej;
- 6000 godzin rocznie dla elektrociepłowni przemysłowych.

W wyniku realizacji całości obliczeń stwierdzono, że całkowity dodatkowy potencjał ekonomiczny kogeneracji to 190 PJ ciepła. Aby w pełni wykorzystać ten potencjał, należałoby wybudować instalacje kogeneracyjne o całkowitej mocy elektrycznej na poziomie ok. 10 GW i całkowitej mocy cieplnej ok. 11 GW. Instalacje te produkowałyby rocznie 182 PJ ciepła i 46 TWh energii elektrycznej, która to produkcja w technologii kogeneracyjnej pozwoliłaby rocznie zaoszczędzić ok. 250 PJ energii pierwotnej i zredukować emisję CO_2 o 25 mln ton.

Przeprowadzona analiza umożliwiła też rekomendowanie konkretnych technologii kogeneracyjnych, najbardziej opłacalnych przy obecnych relacjach cenowych:

- dla dużych systemów ciepłowniczych (moc $> 50 \text{ MW}$) – układy gazowo-parowe lub bloki parowe;
- dla mniejszych systemów – silniki wewnętrznego spalania, a w wybranych przypadkach turbiny gazowe;
- dla systemów mikrokogeneracyjnych w budynkach mieszkalnych – mikroturbiny, silniki wewnętrznego spalania lub silniki Stirlinga.

Obok ciepła pochodzącego z kogeneracji jako perspektywicznie korzystną z punktu widzenia efektywności energetycznej ocenia się również produkcję chłodu sieciowego. Z powodów klimatycznych rola chłodzenia pomieszczeń nie jest w Polsce tak duża, jak w krajach Europy Południowej. Tym niemniej wiele budynków, głównie w sektorze usług, ma zainstalowane urządzenia klimatyzacyjne. Istniejące urządzenia klimatyzacyjne są z reguły lokalne, zasilane energią elektryczną, a sieciowa dystrybucja chłodu znajduje się w Polsce na etapie testów lub bardzo skromnych zastosowań. Sytuacja klimatyzowanych budynków jest pod tym względem analogiczna do sytuacji budynków ogrzewanych własnymi indywidualnymi źródłami energii cieplnej. Krajowy potencjał całkowity wytwarzania chłodu, ograniczony do jego podstawowego zastosowania, tj. do sektora usług, został oceniony na 19 PJ, czyli dwukrotnie mniej niż potrzeby grzewcze budynków tego sektora¹⁴.

3. Wymiar „bezpieczeństwo energetyczne”

3.1. Krajowe zasoby energetyczne i stan infrastruktury wytwórczej

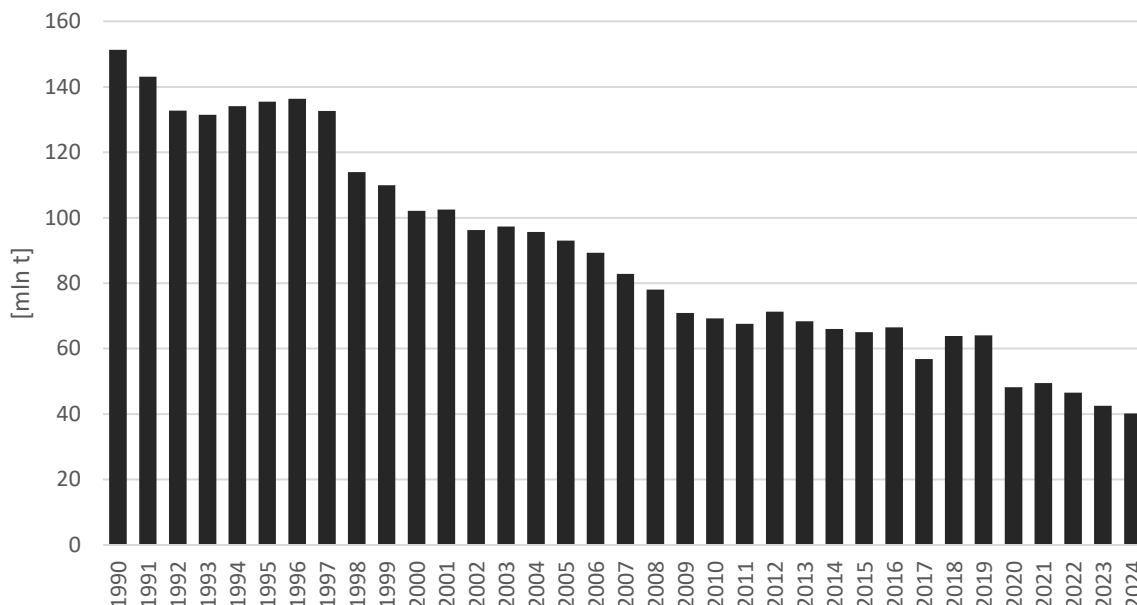
Węgiel kamienny

Według danych Państwowego Instytutu Geologicznego (PIG), udokumentowane zasoby bilansowe złóż węgla kamiennego na koniec 2024 r. wynosiły 64 616 mln t. 71% zasobów stanowiły węgle energetyczne, niecałe 28% stanowiły węgle koksujące, a inne typy węgla stanowiły 1,2%. Zasoby złóż zagospodarowanych stanowiły 44% zasobów bilansowych (28 397 mln t). Zasoby przemysłowe złóż zagospodarowanych, tj. nadających się do wydobycia przy obecnych warunkach technicznych i ekonomicznych wyniosły 3999,7 mln t. Warto jednak zaznaczyć, że eksploatacja w większości kopalni w Polsce wiąże się z bardzo wysokimi kosztami – znacznie wyższymi niż w innych krajach. Wydobycie węgla kamiennego w 2024 r. wyniosło 40,2 mln t¹⁵.

Pomimo spadającego od początku lat dziewięćdziesiątych wydobycia węgla kamiennego (Rysunek 3.1) nie przewiduje się występowania ograniczeń w dostawach tego surowca. Na potrzeby niniejszej pracy przyjęto, że przyszłe zapotrzebowanie będzie pokrywane w możliwym zakresie węglem krajowym i uzupełniane importem.

¹⁴ „Analiza krajowego potencjału ciepłownictwa i chłodnictwa. Aktualizacja na rok 2017”, Politechnika Warszawska, Warszawa 2017.

¹⁵ „Bilans zasobów złóż kopalni w Polsce, wg stanu na 31.XII.2024 r.” - Państwowy Instytut Geologiczny. Warszawa 2025

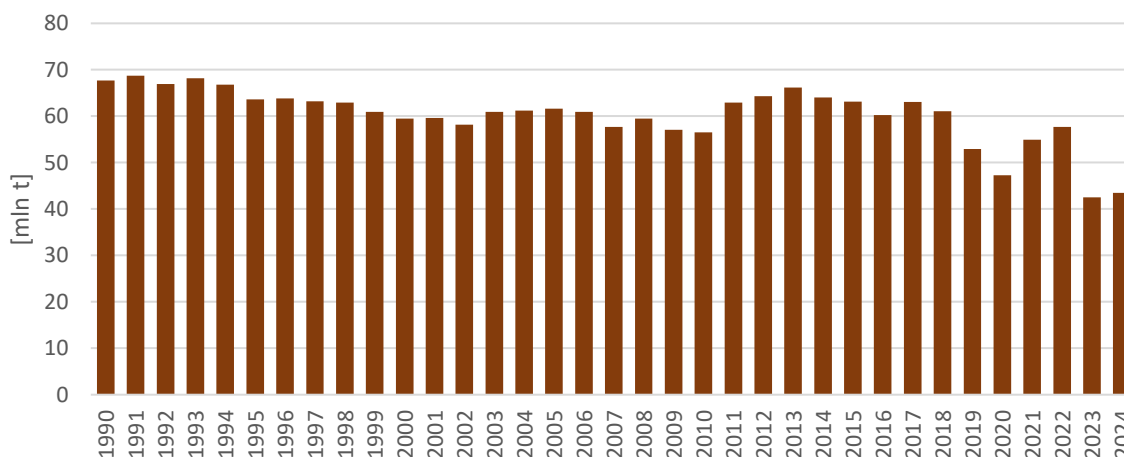


Rysunek 3.1. Wydobycie węgla kamiennego w Polsce w latach 1990-2024

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowych Instytut Badawczy

Węgiel brunatny

Wg stanu na 31.12.2024 r. geologiczne zasoby bilansowe węgla brunatnego wynosiły 22 985 mln t. Zasoby złóż zagospodarowanych stanowiły 3,8% zasobów bilansowych i wynoszą 882 mln t. Zasoby przemysłowe węgla brunatnego wyniosły natomiast 722 mln t. Są to zasoby możliwe do wydobycia przy obecnych warunkach technicznych i ekonomicznych. Warto jednak podkreślić, że ich eksploatacja wiąże się z relatywnie wysokimi kosztami. Według danych podawanych przez PIG w 2024 r. wydobycie wyniosło niecałe 43,5 mln t. Na rysunku poniżej przedstawiono wydobycie węgla brunatnego w latach 1990-2024 (Rysunek 3.2).



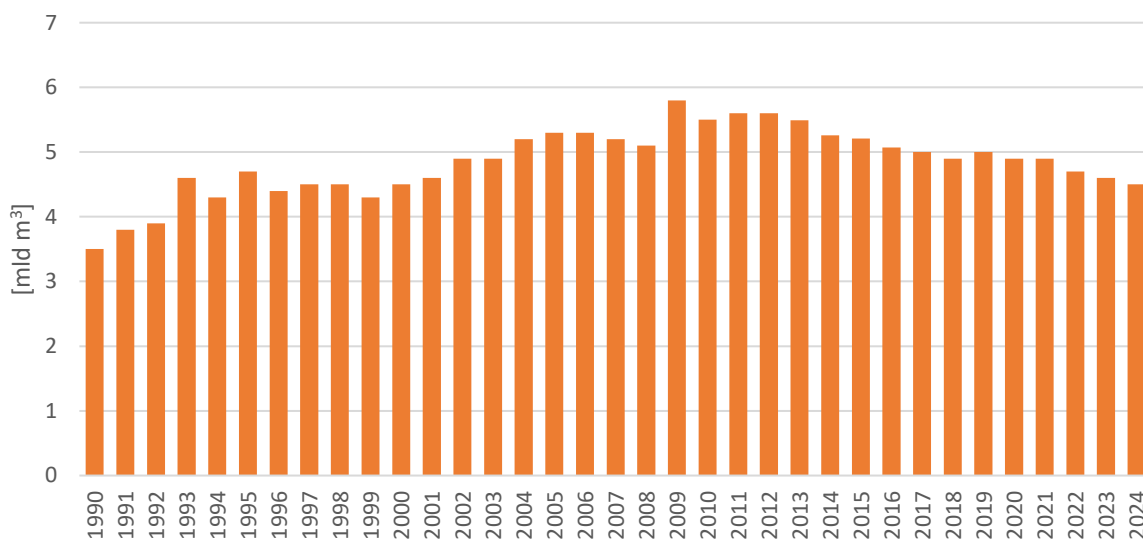
Rysunek 3.2. Zasoby i wydobycie węgla brunatnego w Polsce w latach 1990-2024

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowych Instytut Badawczy

Gaz ziemny

Zgodnie z danymi podanymi przez PIG, stan wydobywalnych zasobów gazu ziemnego w 2024 r. wyniósł 152,6 mld m³ (łącznie zasoby bilansowe i pozabilansowe). Całkowite zasoby wydobywalne

zagospodarowanych złóż gazu ziemnego wyniosły w analizowanym roku 130,4 mld m³, co stanowi 85% ogólnej ilości zasobów wydobywalnych. Zasoby przemysłowe złóż gazu ziemnego w 2024 r. kształtowały się na poziomie 75,5 mld m³. W 2024 r. wydobycie gazu ziemnego ze złóż o zasobach udokumentowanych wyniosło 4,5 mld m³. Na rysunku poniżej przedstawiono wydobycie gazu ziemnego w latach 1990–2024.



Rysunek 3.3. Zasoby i wydobycie gazu ziemnego w Polsce w latach 1990-2024

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy

Paliwo jądrowe

Polska nie posiada złóż rudy uranowej w ilości, dla której byłoby obecnie opłacalne wydobycie, choć nie wyklucza się w przyszłości eksploatacji tych złóż. Na rynku światowym paliwo jądrowe jest powszechnie dostępne (dotyczy to zarówno rudy uranowej, jak i zdolności przerobczych na sześćfluorek uranu oraz zdolności zakładów wzbogacania i produkcji elementów paliwowych do reaktorów). W związku z tym, przyjęto założenie, że zasoby paliwa jądrowego nie będą ograniczać tempa rozwoju energetyki jądrowej w perspektywie prognozy i eksploatacji EJ, a jego cena pozostanie względnie stabilna.

Biomasa

Biomasa jest paliwem odnawialnym o ograniczonej podaży. Biomasa stała jest wykorzystywana w ogrzewnictwie indywidualnym, a także w zakładach energetycznych. Prognozowane zużycie biomasy będzie spadało w czasie na rzecz wykorzystania innych odnawialnych źródeł energii. Poniżej podano szacunek krajowych zasobów biomasy dla scenariusza WEM. Dla wyznaczenia potencjału zrównoważonego przyjmuje się następujące założenia¹⁶:

Potencjał biomasy stałej na cele energetyczne obejmuje następujące **główne** źródła biomasy:

- 1) **Biomasa leśna.** Uwzględniono drewno z: lasów w zarządzie Lasów Państwowych, lasów prywatnych, lasów gminnych, zadrzewień oraz tzw. lasów poza ewidencją. Dla 2023 r. wykorzystano rzeczywiste dane o pozyskaniu drewna z publikacji statystycznych i raportów branżowych. Z uwagi na scenariusz WEM dla 2030 r. zakłada się kontynuację obecnego modelu gospodarki leśnej (co do zasady bez ograniczeń w pozyskaniu drewna względem roku 2023).
- 2) **Produkty uboczne przerobu drewna.** Produkty uboczne przerobu drewna powstające w zakładach sektora drzewnego (zrębki, trociny, itp.) w znaczącej części są obecnie zagospodarowane

¹⁶ Opracowanie własne MKiŚ, 2025.

przez sam przemysł drzewny (zarówno do celów materiałowych – głównie do produkcji płyt drewnopochodnych, jak i energetycznych, np. suszenie drewna). Z tego względu dla potrzeby energetyki/ciepłownictwa uwzględniono tylko nadwyżkę produktów ubocznych, która wykracza ponad zapotrzebowanie sektora drzewnego (rozwój energetycznego wykorzystania biomasy nie powinien zaburzać i niszczyć dotychczasowych łańcuchów wartości w przemyśle drzewnym). Oszacowany zrównoważony potencjał produktów ubocznych przerobu drewna dostępny na cele energetyczne obejmuje: (i) ilość obecnie zagospodarowaną w przemyśle drzewnym na cele energetyczne oraz (ii) nadwyżkę potencjalnie do wykorzystania dla energetyki/ciepłownictwa.

3) Biomasa pochodzenia rolniczego:

- **Drewno z sadów.** Uwzględniono drewno z cięć pielęgnacyjnych sadów owocowych i odnowienia sadów.
- **Nadwyżka słomy zbożowej.** Tylko nadwyżkowa słoma po uwzględnieniu potrzeb wynikających z produkcji rolniczej (zarówno zwierzęcej, jak i pozostawienia na polu w celu wymieszania z glebą dla bilansowania materii organicznej w glebie) oraz innych kierunków jej wykorzystania materiałowego (np. produkcja podłoża do pieczarek). W oszacowaniu potencjału słomy jako biopaliwa stałego, uwzględniono także fakt, że część nadwyżkowej słomy będzie w kolejnych dekadach wykorzystywana do produkcji biometanu i biopaliw II generacji.
- **Uprawy energetyczne** (uprawy wieloletnie o krótkiej rotacji). Tylko grunty o mniejszej przydatności rolniczej powinny być przeznaczane pod uprawy energetyczne. Przyjęto ostrożne założenia dotyczące rozwoju arealu plantacji i plonowania.

Zasoby krajowej biomasy stałej potencjalnie dostępne na cele energetyczne oszacowane zostały obecnie na ok. **293 PJ**. Potencjał ten w znaczącej części jest zagospodarowany, zwłaszcza w odniesieniu do biomasy leśnej i ubocznych produktów przerobu drewna (ogrzewnictwo indywidualne, energetyczne wykorzystanie drewna w przemyśle drzewnym oraz obecne wykorzystanie biomasy w przedsiębiorstwach energetycznych). W perspektywie 2030 i 2040 potencjał nieznacznie wzrasta przy założeniu scenariusza referencyjnego tj. bez ograniczeń w pozyskaniu drewna oraz bez pełnego wdrożenia zasady kaskadowego wykorzystania drewna.

Z uwagi na to, że szacunek biomasy w scenariuszu WEM nie uwzględnia regulacji dotyczące realizacji celu LULUCF dla 2030 r. oraz wdrażanie postanowień Ogólnopolskiej Rady o Lasach (które w rzeczywistości będą ten potencjał zmniejszać), podobnie jak wdrożenie zasady kaskadowego wykorzystania biomasy, wyniki otrzymane dla scenariusza WEM mają wartość poglądową i służą jako odniesienie dla oszacowania potencjału biomasy w scenariuszu WAM (Załącznik nr 1 do KPEiK).

Tabela 3.1. Krajowy potencjał biomasy stałej dla scenariusza WEM [PJ/rok]

	2023	2030	2040
Biomasa leśna	139	140	139
Produkty uboczne przerobu drewna	91	94	93
Biomasa pochodzenia rolniczego	63	71	77
Razem	293	305	309

Źródło: MKiŚ, 2025.¹⁷

Wykorzystanie biomasy w celach energetycznych należy postrzegać w ujęciu lokalnym. Jednostki wytwórcze wykorzystujące biomasę powinny być zlokalizowane w pobliżu miejsca jej wytwarzania, tak by zminimalizować emisję CO₂ związaną z transportem biomasy. Tworzenie plantacji upraw energetycznych może przyczynić się do rozwoju rozproszonych lokalnych centrów energetycznych, choć należy mieć na uwadze, że celowa produkcja biomasy wiąże się z nakładami, m.in. na nawożenie, ochronę roślin, co generuje istotnie wyższe koszty w stosunku do biomasy o charakterze pozostałości czy

¹⁷ Dostępność biomasy stałej na cele energetyczne – potencjał zrównoważony. Analiza wewnętrzna MKiŚ, 2025.

odpadów. Susze będące efektem zaburzeń klimatycznych, silnie ograniczają plony. Ponadto biomasa z upraw celowych nie ma tak korzystnego bilansu emisji GHG jak biomasa odpadowa.

Biogaz i biometan

Łączny potencjał techniczny wytwarzania biometanu w Polsce wyrażony w wolumenie bioCH₄ to ok. 8 mld m³/rok. Potencjał wdrożeniowy, uwzględniający wielkość oraz koncentrację źródeł substratów w terenie wynosi 4,7 mld m³. Dostępny potencjał surowców odpadowych powinien zostać zagospodarowany przede wszystkim do wytwarzania biometanu, w szczególności w lokalizacjach o największej koncentracji surowców. W lokalizacjach o mniejszym wolumenie substratów, nadal uzasadniony będzie rozwój biogazowni. Podczas, gdy biogaz służy produkcji energii elektrycznej i ciepła na poziomie lokalnym, biometan wprowadzony do sieci gazu ziemnego może znaleźć zastosowanie w innych sektorach gospodarki.

Występujący potencjał w zakresie wykorzystania biogazu wysypiskowego i z oczyszczalni ścieków do produkcji energii elektrycznej szacuje się na ok. 1,3 TWh do 2030 r. i 1,7 TWh do 2040 r. W przypadku zastosowania biogazu pozostałego do produkcji ciepła w kogeneracji, przewiduje się potencjalne możliwości na poziomie 6,2 PJ w perspektywie 2030 r. natomiast do 2040 r. 8,2 PJ.

Geotermia

Stosunkowo niewiele jest miejsc, w których zastosowanie geotermii ma sens ekonomiczny. W Polsce obszary perspektywiczne pod kątem występowania wód termalnych to: znaczna część Niżu Polskiego, Karpaty i ich przedgórze oraz Sudety. Opłacalność inwestycji geotermalnej w danej lokalizacji zależy głównie od budowy geologicznych i głębokości, na której występują wody termalne oraz jej parametrów (temperatura, mineralizacja i wydajność). W Polsce działa 10 ciepłowni geotermalnych.

Woda

Potencjał energetyki wodnej w Polsce jest ograniczony warunkami hydrologicznymi kraju. Instytut Energetyki Odnawialnej ocenia realny potencjał ekonomiczny energii wodnej w Polsce, włącznie z Kaskadą Dolnej Wisły 3 TWh/rok, na ok. 8 TWh/rok z czego obecnie wykorzystuje się ok. 25%.

Wiatr

Polska dysponuje znacznymi zasobami wiatrowymi, zarówno na lądzie jak i na morzu, które mogą stanowić istotny filar transformacji energetycznej kraju. W przypadku lądowej energetyki wiatrowej analizy wskazują na bardzo wysoki potencjał przestrzenny, nawet po uwzględnieniu aktualnych ograniczeń wynikających z uwarunkowań środowiskowych, infrastrukturalnych czy społecznych. Pełne wykorzystanie tego potencjału wymaga jednak zniesienia barier administracyjnych, modernizacji sieci elektroenergetycznych oraz rozwoju systemów magazynowania energii, w celu zapewnienia stabilności dostaw i efektywnego zarządzania energią. Jak wynika z analizy PSEW (Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej) istotne możliwości rozwoju oferuje również morska energetyka wiatrowa. Wg szacunków wskazanych w raporcie, do 2030 r. możliwy do osiągnięcia poziom mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych w polskich obszarach morskich wynosi ok. 7,5 GW, natomiast do 2050 r. jest to 33 GW.¹⁸

Słońce

Potencjał rozwoju fotowoltaiki w Polsce, w szczególności w zakresie małych i dużych instalacji gruntowych jest bardzo wysoki. Przeprowadzone analizy przestrzenne wykazują szeroką dostępność znacznych powierzchni możliwych do zagospodarowania pod tego typu instalacje. Dalszy rozwój będzie jednak w dużym stopniu zależeć od zdolności systemu elektroenergetycznego do przyjmowania rosnącej ilości energii z rozproszonych źródeł. Czynnikiem mocno ograniczającym rozwój wykorzystania technologii PV (jak i pozostałych technologii OZE) jest aktualnie stan infrastruktury sieciowej, który

¹⁸ Potencjał energetyki wiatrowej na morzu. Kompleksowa analiza możliwości rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w polskich obszarach morskich. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, Warszawa 11/2022

uniemożliwia przyłączanie nowych źródeł. W nadchodzących latach przewiduje się podjęcie działań mających na celu usunięcie „wąskiego gardła” w postaci ograniczeń sieciowych.

Stan infrastruktury wytwórczej

Produkcja energii elektrycznej w Polsce odbywa się w znacznej mierze w dużych elektrowniach ciepłych, opalanych węglem kamiennym oraz węglem brunatnym. W przypadku węgla kamiennego poszczególne bloki pracujące w elektrowniach mają moc od 112 MW (Veolia Energia Poznań ZEC S.A.) do 1075 MW (Kozienice, ENEA Wytwarzanie S.A.). Moc bloków z kotłami na węgiel brunatny mieści się natomiast w zakresie od 120 MW ZE PAK S.A.) do 858 MW (Bełchatów, PGE GiEK S.A.).

Tabela 3.2. Jednostki energetyki zawodowej (JWCD)

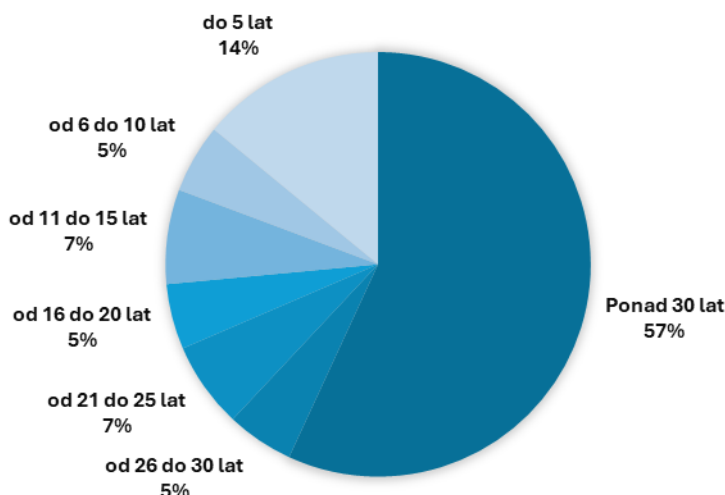
Nazwa	właściciel	moc [MW]	paliwo	produkcja energii elektrycznej [TWh]
Elektrownia Bełchatów	PGE GiEK S.A.	5 102	węgiel brunatny	31,8
Elektrownia Kozienice	ENEA Wytwarzanie S.A.	4 007	węgiel kamienny	18,6
Elektrownia Turów	PGE GiEK S.A.	2 029	węgiel brunatny	12,0
Elektrownia Rybnik	PGE Energia Ciepła S.A.	1 350	węgiel kamienny	3,9
Elektrownia Dolna Odra	PGE GiEK S.A.	900	węgiel kamienny	2,7
Elektrownia Połaniec	ENEA Elektrownia Połaniec S.A.	1 674	węgiel kamienny, biomasa	1,2
Elektrownia Opole	PGE GiEK S.A.	3 342	węgiel kamienny	11,3
Elektrownia Jaworzno III	TAURON Wytwarzanie S.A.	1 345	węgiel kamienny	3,9
Elektrownia Karolin	Veolia Energia Poznań ZEC S.A.	212	węgiel kamienny	0,9
Elektrownia Pątnów	ZE PAK S.A.	1 118	węgiel brunatny	3,3
Elektrownia Łaziska	TAURON Wytwarzanie S.A.	950	węgiel kamienny	2,9
Elektrownia Łagisza	TAURON Wytwarzanie S.A.	460	węgiel kamienny	1,8
Elektrownia Siersza	TAURON Wytwarzanie S.A.	306	węgiel kamienny	0,9
Elektrownia Ostrołęka B	Energa Ostrołęka S.A.	690	węgiel kamienny	3,1
Elektrownia Stalowa Wola III	TAURON Wytwarzanie S.A.	300	węgiel kamienny	0,5
Elektrociepłownia Włocławek	Polski Koncern Naftowy Orlen S.A.	485	gaz ziemny	1,0

Źródło: ARE S.A.

Wyżej wymienione jednostki są jednostkami ciepłymi, centralnie dysponowanymi, należącymi do systemu KSE. Oprócz jednostek ciepłych, do systemu należą także następujące elektrownie wodne:

- Elektrownia Dychów (PGE Energia Odnawialna S.A.) – 85 MW
- Elektrownia Porąbka-Żar (PGE Energia Odnawialna S.A.) – 540 MW
- Elektrownia Solina (PGE Energia Odnawialna S.A.) – 198 MW
- Elektrownia Żarnowiec (PGE Energia Odnawialna S.A.) – 716 MW
- Elektrownia Żydowo (ENERGA Wytwarzanie S.A.) – 157 MW

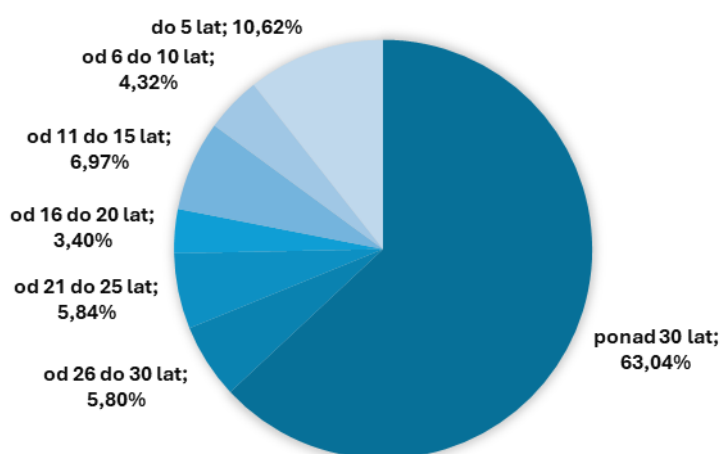
W krajowych elektrowniach ciepłych zawodowych na koniec 2022 r. pracowało 420 turbozespołów (o osiem mniej niż w 2021 r.), z czego 136 jest już w eksploatacji ponad 30 lat. Łączna moc zainstalowana najstarszych jednostek wynosi 19 134 MW, co przekłada się na ich 56,9% udział w całkowitej mocy zainstalowanej we wszystkich turbozespołach. W przypadku bloków pracujących poniżej 21 lat, te wartości wynoszą odpowiednio 10 588 MW, czyli 31,5%. Bloki oddane do eksploatacji w przeciągu ostatnich pięciu lat stanowią zaledwie 14,04% (4 723 MW).



Rysunek 3.4. Struktura wiekowa turbozespołów w odniesieniu do mocy zainstalowanej w KSE (stan na 31 grudnia 2022 r.)

Źródło: ARE S.A.

Analogicznie wygląda struktura wieku kotłów energetycznych, zainstalowanych w elektrowniach ciepłych zawodowych. Liczba zainstalowanych urządzeń wynosi 288, z czego 167 to jednostki ponad 30-letnie (63,0%). Łączna wydajność najstarszych urządzeń wynosi 62 234 t/h. Najmłodsze jednostki (do 5 lat) to 10 486 t/h sumarycznej wydajności (10,6%). Łącznie wszystkie bloki poniżej 21 lat stanowiły 25,3% (24 993 t/h).



Rysunek 3.5. Struktura wiekowa kotłów w odniesieniu do wydajności urządzeń w KSE (stan na 31 grudnia 2022 r.)

Źródło: ARE S.A.

Powyższe statystyki świadczą o starzejącym się majątku wytwórczym energetyki zawodowej. Taki stan rzeczy wynika m.in. z niewielkiej liczby inwestycji w nowe moce wytwórcze w ostatnich latach. Kolejną przyczyną są przedłużające życie urządzeń, liczne modernizacje najstarszych polskich bloków energetycznych.

Wśród wszystkich instalacji w KSE dominują bloki kondensacyjne. Moc zainstalowana w turbozespołach kondensacyjnych lub upustowo-kondensacyjnych wynosi 28 815 MW, co stanowi ponad 85% wszystkich bloków występujących w elektrowniach ciepłych zawodowych w Polsce. Pod względem wielkości, polska energetyka opiera się na blokach klasy 200 MW, których łączna moc zainstalowana wynosi 11 745 MW (51 jednostek). Szeroko wykorzystywane są również turbozespoły 360 MW, których moc

zainstalowana wynosi 5 703 MW. Na poniższym wykresie przedstawiona została struktura mocy zainstalowanej w KSE w podziale na poszczególne typy turbozespołów.

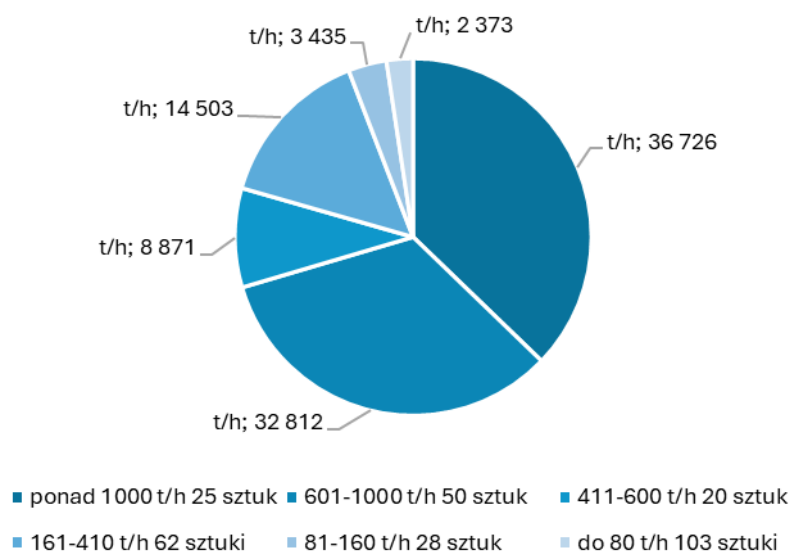
Tabela 3.3. Struktura mocy zainstalowanej turbozespołów (stan na 31 grudnia 2022 r.)

wielkość	ilość	łączna moc zainstalowana [MW]
do 125 MW	316 sztuk	5 965 MW
120 MW	7 sztuk	926 MW
200 MW	51 sztuki	11 745 MW
360 MW	15 sztuk	5 703 MW
od 460 MW	10 sztuk	7 380 MW

Źródło: ARE S.A.

W polskich elektrowniach zawodowych dominują kotły pyłowe. łączna wydajność 128 kotłów tego typu wynosi 78 354 t/h, co w odniesieniu do całkowitej wydajności wszystkich urządzeń zainstalowanych w KSE, odpowiada 79,4% udziału. Innym, istotnym rodzajem tego typu urządzeń są kotły fluidalne, które w liczbie 37 stanowią 13,4% sumarycznej wydajności (13 181 t/h).

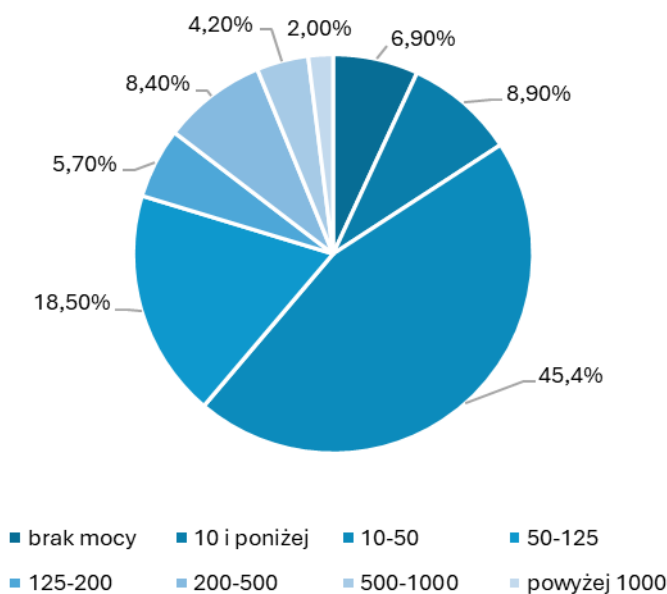
Pod względem sumarycznej wydajności dominującą grupą kotłów są urządzenia z grupy o wydajności ponad 1000 t/h. Ich łączna wydajność wynosi 36 726 t/h, co stanowi 37,2% sumy dla wszystkich kotłów zainstalowanych w elektrowniach zawodowych. Najliczniejszą grupę stanowią kotły o wydajności z przedziału 161-410 t/h (62 sztuki).



Rysunek 3.6. Struktura wydajności kotłów energetycznych (stan na 31 grudnia 2022 r.)

Źródło: ARE S.A.

Przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło według danych za 2022 r. charakteryzują się niewielką wielkością z przewagą ilościową małych źródeł o mocach do 50 MW. Tylko osiem koncesjonowanych przedsiębiorstw dysponowało mocą osiągalną swoich źródeł przekraczającą 1 000 MW każde, a ich łączna moc osiągalna stanowiła około 1/3 mocy osiągalnej wszystkich źródeł koncesjonowanych. Podmioty te działały również w obszarze wytwarzania energii elektrycznej.



Rysunek 3.7. Struktura przedsiębiorstw ciepłowniczych według mocy zainstalowanej [MW] w źródłach ciepła w 2022 r.

Źródło: URE

Udział paliw węglowych stanowił 66,2 proc. paliw zużywanych w źródłach ciepła (w 2021 r. – 69,5%).

Tabela 3.4 Przedsiębiorstwa według grup mocy zainstalowanej i osiągalnej [MW]

	Liczba przedsiębiorstw	Moc zainstalowana	Moc osiągalna
Brak mocy	28		
10 i poniżej	36	196,0	193,0
10-25	112	1 922,60	2 036,70
25-50	72	2 593,10	2 354,20
50-75	40	2 421,60	2 491,20
75-125	35	3 479,40	3 293,00
125-200	23	3 698,00	3 773,00
200-500	34	11 198,50	10 807,60
500-1000	17	11 523,80	11 685,10
powyżej 1000	8	16 155,00	15 934,70

Źródło: URE

Krajowa produkcja energii pierwotnej w latach 2005-2020 uległa obniżeniu o ok. 26% (Tabela 3.5; Rysunek 3.8). W analizowanym okresie obserwowany był spadek produkcji energii pierwotnej ogółem z poziomu 77,9 Mtoe do 58,0 Mtoe. Należy zwrócić jednak uwagę na fakt, że 2020 r. był rokiem kryzysowym w kontekście zapotrzebowania na energię z powodu COVID-19. Spadek produkcji energii pierwotnej dotyczy w zasadzie tylko sektora węglowego, gdyż wydobycie gazu ziemnego spadło w tym okresie tylko nieznacznie. Udział węgla w całkowitej produkcji energii pierwotnej spadł z 88% w 2005 r. do 69% w 2020 r. Energia odnawialna jest jedyną grupą nośników energii, której produkcja wzrosła wyraźnie w latach 2005-2020. Produkcja energii z OZE wzrosła niemal trzykrotnie w tym okresie, a jej udział w całkowitej produkcji energii pierwotnej wzrósł z 6% w 2005 r. do 22% w 2020 r.

W analizowanym okresie istotnie wzrósł import netto energii. Na jego zwiększenie miał istotny wpływ zarówno wzrost importu ropy naftowej i paliw ciekłych (o ponad 30%), gazu ziemnego (o 60%), jak również spadek eksportu węgla kamiennego. Saldo importowo-eksportowe węgla kamiennego w 2020 r. było na poziomie bliskim zera.

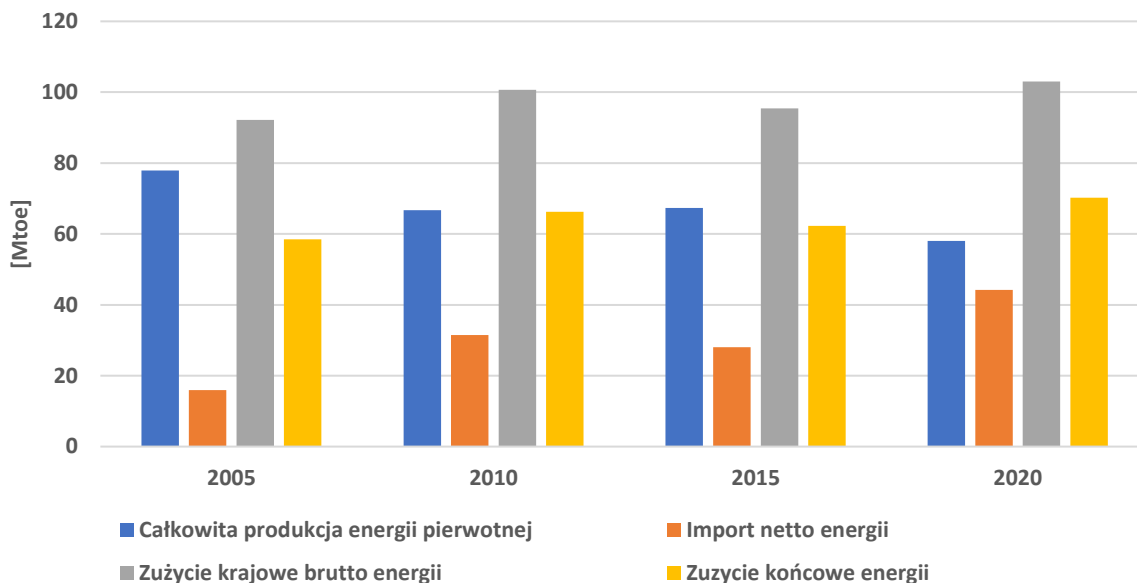
Zużycie krajowe brutto energii wahało się w latach 2005-2020 w przedziale 92-103 Mtoe, a główne powody tej niestabilności to: nierównomierny wzrost PKB, poprawa efektywności energetycznej i zmienne warunki pogodowe. W strukturze zużycia krajowego brutto energii w omawianych latach wzrósł udział paliw ciekłych (z 24 do 28%), gazu ziemnego (z 13 do 17%) i energii odnawialnej (z 5 do 13%). Z kolei udział paliw stałych spadł w tym okresie z 59 do 40%. Zużycie końcowe energii ulegało w latach 2005-2020 wahaniom podobnym, jak zużycie krajowe brutto i jego udział w zużyciu brutto kształtuje się w ostatnich latach na poziomie 63-68%.

W latach 2005-2020 zależność Polski od importu energii wzrosła radykalnie z 17% do 43%, wraz z niemalże z potrojeniem importu netto. Zależność importowa była najwyższa dla paliw ciekłych (ok. 97% - poziom stabilny w okresie wieloletnim) i wysoka dla gazu ziemnego (ponad 70% - trend łagodnie rosnący). Całkowita zależność importowa została zmniejszona dzięki znacznemu eksportowi netto paliw stałych, głównie koksu.

Tabela 3.5. Krajowy bilans energii 2005-2020 (Mtoe)

	2005	2010	2015	2020
Całkowita produkcja energii pierwotnej	77,9	66,7	67,3	58,9
z tego: węgiel kamienny i brunatny	68,4	55,1	53,6	40,0
ropa naftowa	0,9	0,7	0,9	0,9
gaz ziemny	3,9	3,7	3,7	3,4
energia odnawialna	4,5	6,8	8,6	12,5
inne	0,2	0,4	0,5	2,1
Import netto energii	17,0	31,7	28,0	42,9
w tym: paliwa stałe	-13,0	-2,8	-5,6	0,1
paliwa ciekłe	21,5	25,2	23,3	28,8
gaz ziemny	8,5	8,9	9,9	13,6
energia odnawialna	0,0	0,4	0,4	0,4
inne	0,0	0,0	0,0	0,0
Zużycie krajowe brutto energii	93,2	100,8	95,5	101,8
w tym: paliwa stałe	54,6	54,6	48,3	40,9
paliwa ciekłe	21,7	25,7	23,9	29,4
gaz ziemny	12,2	12,8	13,8	17,4
energia odnawialna	4,5	7,3	9,0	13,0
inne	0,2	0,4	0,5	1,1
Zużycie końcowe energii	58,5	66,3	62,3	70,2
Zależność importowa - ogółem	17,2%	31,3%	29,8%	42,8%
paliwa stałe	-23,9%	-5,2%	-11,4%	0,3%
paliwa ciekłe	97,5%	97,0%	96,8%	96,9%
gaz ziemny	69,7%	69,3%	72,2%	78,3%
Udział energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu końcowym energii brutto	6,9%	9,3%	11,8%	16,1%

Źródło: EUROSTAT, ARE S.A.



Rysunek 3.8. Krajowy bilans energii 2005-2020

Źródło: ARE S.A.

3.2. Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa

W tabeli (Tabela 3.6) przedstawiono wielkość krajowej podaży poszczególnych paliw i nośników energii w perspektywie 2030 r. Z uzyskanych wyników można sformułować następujące wnioski:

- w okresie 2020-2040 podaż węgla kamiennego wykazuje kontynuację tendencji spadkowej obserwowanej w latach 2005-2020. Wydobycie tego surowca spada z poziomu 22,6 Mtoe w 2020 r. do 13,8 Mtoe w 2030 r. (w jednostkach naturalnych jest to odpowiednio: 43 mln t i 26 mln t). W okresie 2030-2040 przewidywany poziom wydobycia węgla kamiennego ulega istotnemu obniżeniu do 5,0 Mtoe (ok. 10 mln t). Ograniczenie produkcji w tym wypadku, wiąże się ze spadkiem zapotrzebowania we wszystkich sektorach gospodarki krajowej, w tym przede wszystkim w elektroenergetycznym i ciepłowniczym. Po 2030 r. będzie miało miejsce przyspieszenie procesu trwałych odstawień z eksploatacji węglowych jednostek wytwórczych, które w tym okresie zaczną wyczerpywać rezerwy techniczne. Budowa nowych bloków opalanych węglem nie ma uzasadnienia ekonomicznego;
- zapotrzebowanie na węgiel kamienny spadać będzie również w sektorze przemysłu (w szczególności w zakładach przemysłowych objętych systemem ETS oraz w wyniku procesu postępującego unowocześniania procesów produkcyjnych). W ramach walki ze smogiem w miejskich gospodarstwach domowych i usługach, następować będzie stopniowa wymiana nieefektywnych kotłów zasypowych na rozwiązania bezemisyjne (pompy ciepła) lub niskoemisyjne (biomasa, ciepło systemowe). Tempo tych zmian uzależnione jest od wielu czynników, w tym od tempa pozyskiwania środków finansowych na mechanizmy wspierające ten proces. Główną siłą sprawczą tego procesu są przede wszystkim dotacje unijne, jak wdrożone do tej pory programy np. „Czyste Powietrze”, „Moje Ciepło”, „Mój Prąd”, a także rosnąca dostępność nowych, czystych technologii oraz zmieniająca się świadomość społeczna. Walka z tzw. „niską emisją” jest jednym z głównych priorytetów nowego rządu. Znacznie większe niż do tej pory środki finansowe prawdopodobnie będą kierowane na termomodernizację budynków oraz proces wymiany starych nieefektywnych pieców zasypowych na paliwa stałe;
- w prognozie zakłada się stabilizację wydobycia węgla koksującego (ściśle powiązanego z produkcją koksu) na poziomie ok. 5,5 Mtoe. Krajowe i zagraniczne zapotrzebowanie na koks warunkowane jest tempem globalnego wzrostu gospodarczego, zatem podlega znacznym

i niemożliwym do przewidzenia fluktuacjom. W rzeczywistości zarówno poziom produkcji koksu jak i wydobywania węgla koksującego, mogą znacząco odchyłać się od poziomu określonego w prognozie;

- podaż węgla brunatnego ulega znacznej redukcji już po 2025 r. (głównie w wyniku wyłączenia wyeksploatowanych bloków energetycznych i wyczerpywania się części złóż). W analizie nie zakładano uruchomienia nowych złóż węgla brunatnego. Przy przyjętych założeniach odnośnie kosztu pozwoleń do emisji CO₂, funkcjonowanie jednostek wytwarzania energii elektrycznej i uruchamianie nowych odkrywek nie jest ekonomicznie uzasadnioną opcją. Po 2035 r. wydobywanie węgla brunatnego spada niemalże do zera.
- wydobywanie ropy naftowej w kraju stanowi niewielki procent zapotrzebowania na ten surowiec i nie przewiduje się znaczącego wzrostu produkcji w rozpatrywanym horyzoncie czasowym. Wyzwaniem dla działających spółek wydobywczych będzie utrzymanie wydobywania na poziomie zbliżonym do osiągniętego w ostatnich latach;
- zakłada się wydobywanie gazu ziemnego w Polsce na stabilnym poziomie ok. 3,3 Mtoe rocznie;
- nie przewiduje się wydobywania rudy uranowej i jej przerobu na paliwo jądrowe na terenie kraju;
- przewiduje się wzrost produkcji krajowej biopaliw i biokomponentów (głównie HVO/COHVO II generacji), ze względu na rosnące zapotrzebowanie na paliwa ciekłe w sektorze transportowym, oraz właściwości tych substancji, umożliwiające zastępowanie nimi paliw konwencjonalnych bez znaczących ograniczeń technicznych;
- biometan jest paliwem, który odgrywa istotną rolę w zaprezentowanej w scenariuszu WEM wizji rozwoju sektora paliwowo-energetycznego. Wykorzystanie biometanu stanowi ważny element wpływający na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju i rozwój obszarów wiejskich. Analiza zakłada uruchomienie produkcji krajowej już od 2025 r. Zastosowanie biometanu ma pomóc przede wszystkim w realizacji celu OZE ogółem oraz celu sektorowego dla transportu, jak również zmniejszyć uzależnienie naszego kraju od importu gazu.
- Prognozuje się wzrost zastosowania biomasy w scenariuszu WAM, zwłaszcza w ciepłownictwie, niemniej jednak czynnikiem ograniczającym zakres wykorzystania biomasy jest konieczność spełnienia przez to paliwo kryteriów zrównoważonego rozwoju. Z tego względu prognozowane zapotrzebowanie znacznie przekracza krajowy potencjał zrównoważonej biomasy. Co jest istotnym wyzwaniem i nie jest racjonalnym kierunkiem dekarbonizacji tego sektora. W gospodarstwach domowych oraz usługach, zużycie biomasy będzie stopniowo spadać w miarę rozwoju rynku pomp ciepła, które będą stopniowo wypierać kotły;
- w porównaniu z 2020 r., przewiduje się nieznaczny wzrost wykorzystania odpadów komunalnych i przemysłowych do celów energetycznych wynikający z założenia realizacji rozpoczętych inwestycji w spalarnie odpadów w największych polskich miastach. Jednak wysokie emisje związane ze spalaniem odpadów, co w kontekście włączenia tego rodzaju instalacji do systemu ETS od 2026 r. jest czynnikiem hamującym szersze wykorzystanie tego typu technologii;
- przewiduje się zastosowanie wodoru odnawialnego, w tym pochodzenia niebiologicznego jako brakującego ogniwa w transformacji energetycznej kraju. Wodór odnawialny pochodzenia niebiologicznego będzie odgrywał kluczową rolę przede wszystkim w przemyśle. W sektorze elektroenergetycznym wodór odnawialny to przede wszystkim źródło elastyczności w systemach z dużym udziałem źródeł OZE. Zgodnie z zaprezentowanymi projekcjami, produkcja wodoru odnawialnego, w tym RFNBO staje się znacząca po 2030 r.

Tabela 3.6. Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa [ktoe] – scenariusz WEM

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Węgiel kamienny energetyczny	45 736	35 302	32 136	22 554	17 232	13 845	11 415	5 038
Węgiel kamienny koksujący	9 948	8 216	9 155	8 654	7 718	7 671	7 550	7 440
Koks	5 721	6 701	6 666	5 205	5 582	5 624	5 605	5 587
Węgiel brunatny	12 736	11 559	12 299	8 824	7 543	3 811	996	45
Ropa naftowa	840	681	922	934	1 000	1 000	1 000	1 000
LPG	312	466	632	749	523	495	481	473
Benzyna	4 415	4 326	4 046	4 089	4 218	4 026	4 103	3 932
Olej napędowy	7 643	10 743	12 075	13 253	12 264	10 798	9 443	8 179
Gaz ziemny	3 884	3 693	3 683	3 396	3 300	3 300	3 300	3 300
Paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0	0	0
Biopaliwa	117	446	936	973	1 403	1 622	1 642	1 663
Biogaz	54	115	229	322	545	776	1 048	1 308
Biometan	0	0	0	0	120	438	444	480
Biomasa stała	4166	5 866	6 268	8 964	8 571	9 015	9 067	8 833
Odpady komunalne i przemysłowe	157	400	564	1 193	1 318	1 408	1 482	1 808
Wódór odnawialny	0	0	0	0	6	57	216	1 015

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (STEAM-PL)

3.3. Import netto z podziałem na rodzaj paliwa

W tabeli (Tabela 3.7) zestawiono stan obecny oraz prognozy w zakresie importu netto paliw i nośników energii. Z zaprezentowanych danych wynikają następujące wnioski:

- utrzymywanie się dodatniego salda importu węgla kamiennego w perspektywie 2030 r., z uwagi na różnice w kosztach dostaw węgla z rynku krajowego i kierunków zagranicznych (na niekorzyść węgla krajowego),
- utrzymywanie się eksportu węgla koksującego na stabilnym poziomie. Brak własnych wystarczających źródeł podaży powoduje, że Unia Europejska jest praktycznie w całości zależna od importu węgla koksowego, a Polska obok Czech jest jedynym producentem na terenie UE. Polscy producenci korzystają z tzw. renty geograficznej,
- stopniowy spadek uzależnienia od dostaw ropy naftowej z importu w wyniku transformacji sektora, nakierowanej na dywersyfikację technologiczną (rozwój elektromobilności i większe wykorzystanie paliw alternatywnych),
- stopniowy spadek uzależnienia od dostaw gotowych produktów paliwowych (LPG, benzyna, ON),
- wzrost dostaw gazu ziemnego z zagranicy w perspektywie 2030 r., następnie stopniowy spadek uzależnienia od importu jako długofalowy wynik transformacji,
- konieczność importowania paliwa jądrowego do nowopowstałych bloków jądrowych, ponieważ Polska nie posiada złóż uranu w ilości, dla której byłoby opłacalne wydobywanie, choć nie wyklucza się w przyszłości eksploatacji tych złóż. Na rynku światowym paliwo jądrowe jest powszechnie dostępne, (dotyczy to zarówno rudy uranowej, jak i zdolności przerobczych na sześćfluorek uranu oraz zdolności zakładów wzbogacania i produkcji elementów paliwowych do reaktorów, więc import prawdopodobnie będzie tańszym rozwiązaniem),
- niewielki poziom importu biomasy i biopaliw.

Tabela 3.7. Saldo importowo-eksportowe netto [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Węgiel kamienny energetyczny	-8 161	489	-1 588	4 865	5 123	700	561	0
Węgiel kamienny koksujący	-1 801	944	275	-634	148	223	286	342
Koks	-3 068	-4 227	-4 333	-4 115	-3 983	-4 101	-4 221	-4 341
Węgiel brunatny	-2	-19	16	19	10	5	1	0
Ropa naftowa	17 741	22 484	26 311	25 418	23 969	22 418	21 131	19 662
LPG	2 172	1 974	1 868	1 838	1 918	1 469	1 176	969
Benzyna	-69	111	-204	187	371	332	322	292
Olej napędowy	2 260	2 202	309	4 124	4 948	4 209	3 574	3 019
Gaz ziemny	8 531	8 874	9 947	13 647	15 155	15 394	14 579	12 010
Paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0	0	8 750
Biopaliwa	-65	427	-144	67	96	110	112	113
Biometan	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasa stała	0	0	506	366	337	370	374	356
Wodór odnawialny	0	0	0	0	0	0	0	0
Razem	17 538	33 259	32 963	45 782	48 092	41 129	37 895	41 172

znak "-" przed wartością oznacza eksport

znak "+" przed wartością oznacza import

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (STEAM-PL, MESSAGE-PL), EUROSTAT

W analizie założono zerowe saldo importowo-eksportowe energii elektrycznej, co nie oznacza, że wykluczona została w obliczeniach modelowych możliwość wymiany międzysystemowej. Biorąc po uwagę relacje cenowe i różnice występujące na poszczególnych rynkach, dodatnie saldo importowo-eksportowe jest bardzo prawdopodobne, niemniej jednak określenie kierunków przepływu energii na połączeniach międzysystemowych jest obarczone dużą niepewnością. Powyższe założenie bazuje na celach wskazanych do Założeń do aktualizacji Polityki energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040) – Wzmocnienie bezpieczeństwa i niezależności energetycznej w odniesieniu do kwestii budowania niezależności energetycznej.

Tabela 3.8. Saldo importowo-eksportowe netto energii elektrycznej [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna	-962	-116	-29	1 141	0	0	0	0

znak "-" przed wartością oznacza eksport

znak "+" przed wartością oznacza import

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (MESSAGE-PL), EUROSTAT

Stopień uzależnienia od importu z państw trzecich został zdefiniowany jako całkowity wolumen importu energii z państw spoza UE przez krajowe zużycie brutto energii (Tabela 3.9).

Tabela 3.9. Uzależnienie od importu z państw trzecich

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna	1,4%	0,0%	0,0%	0,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Węgiel kamienny energetyczny	4,2%	13,1%	8,6%	22,3%	24,4%	4,5%	4,5%	0,0%
Węgiel kamienny koksujący	0,3%	18,3%	17,0%	16,1%	19,7%	20,8%	21,9%	22,9%
Koks	0,5%	1,2%	2,0%	3,8%	5,5%	6,1%	6,9%	8,0%
Węgiel brunatny	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Ropa naftowa	98,0%	98,2%	101,1%	96,5%	96,9%	96,7%	96,6%	96,3%
LPG	47,3%	64,1%	68,9%	55,5%	87,4%	86,9%	86,6%	86,2%
Benzyna	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	9,2%	8,8%	8,4%	8,1%
Olej napędowy	10,7%	0,9%	4,5%	17,3%	31,3%	30,5%	29,9%	29,3%
Gaz ziemny	67,7%	61,8%	52,6%	67,7%	65,0%	67,1%	68,6%	68,3%
Paliwo jądrowe	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
Biopaliwa	0,0%	0,0%	6,4%	3,7%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
Biometan	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Biomasa stała	0,0%	0,0%	8,4%	6,5%	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%
Wodór odnawialny	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

3.4. Główne źródła importu

W odniesieniu do głównych źródeł importu zastosowano podejście eksperckie (Tabela 3.10), bazujące na analizie dotychczasowych kierunków dostaw i perspektywach pojawienia się nowych źródeł importu (np. Tabela 3.10 W odniesieniu do gazu ziemnego w 2022 i 2023 r. doszło do istotnych zmian dotyczących kierunków dostaw tego surowca. Od 2023 r. Polska całkowicie uniezależniła się od importu z Federacji Rosyjskiej i zastąpiła ten kierunek głównie dostawami z Norwegii (Baltic Pipe) oraz innych krajów za pośrednictwem terminala LNG (głównie USA i Katar). W wyniku ukończonych w 2022 r. kluczowych inwestycji dywersyfikacyjnych, tj. budowy gazociągu Baltic Pipe oraz zwiększenia mocy regazyfikacyjnych terminalu LNG w Świnoujściu, zmieniona została historyczna trasa dostaw paliw gazowych z kierunku wschód-zachód na kierunek północ-południe. W ramach realizacji polityki dywersyfikacyjnej uruchomione zostały również połączenia międzysystemowe z Litwą i Słowacją¹⁹.

Jeszcze w 2022 r. największym dostawcą ropy do Polski była Federacja Rosyjska. Z tego kierunku sprowadzono do Polski 11,7 mln ton surowca, co stanowiło 47% ogółu importu ropy. W każdym kolejnym kwartale import rosyjskiej ropy był stopniowo obniżany. Polska zawiesiła import rosyjskiej ropy drogą morską w sierpniu 2022 r., natomiast 25 lutego 2023 r. strona rosyjska jednostronnie wstrzymała dostawy ropy naftowej realizowane rurociągiem „Przyjaźń”. Według danych statystycznych dotyczących handlu zagranicznego w marcu i kwietniu 2023 r. nie odnotowano już jakiegokolwiek importu ropy z Federacji Rosyjskiej. Najważniejszym dostawcą ropy do Polski od I kw. 2023 r. stała się Arabia Saudyjska. Obecnie udział dostaw z tego kraju kształtuje się na poziomie 65% ogółu importu ropy. Drugim najważniejszym importerem ropy do naszego kraju jest Norwegia, jej znaczenie jest jednak zdecydowanie mniejsze. Natomiast dostawy z innych krajów odbywają się na głównie w oparciu o zakupy spot. W związku z wejściem w życie 6. pakietu sankcji²⁰ w lutym 2023 r. zaniechano importu oleju napędowego z Federacji Rosyjskiej. Największym dostawcą oleju napędowego i benzyny do Polski są obecnie Niemcy. Z kolei, w związku z XII pakietem sankcji, od 20 grudnia 2024 r. Polska przestała sprowadzać gaz płynny LPG z Federacji Rosyjskiej, którego import z tego kierunku stanowił wcześniej ok.

¹⁹ Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2022 do dnia 31 grudnia 2022 r.

²⁰ Rozporządzenie Rady (UE) 2022/879 z dnia 3 czerwca 2022 r. zmieniające rozporządzenie (UE) nr 833/2014 dotyczące środków ograniczających w związku z działaniami Rosji destabilizującymi sytuację na Ukrainie.

50% całości dostaw tego paliwa. Dostawy gazu płynnego LPG z Federacji Rosyjskiej zastąpiono importem ze Szwecji, Litwy, Czech, Kazachstanu, USA, Wielkiej Brytanii, Norwegii, Niemiec i Niderlandów, dzięki czemu obecna struktura importu stała się bardziej zdywersyfikowana niż kiedykolwiek wcześniej. Dynamiczne zmiany w strukturze importu wskazują, że kierunek dostaw jest ściśle uzależniony od warunków rynkowych.

Import węgla w 2022 r. był na rekordowym poziomie z uwagi na europejski kryzys energetyczny. Węgiel sprowadzono do kraju z wielu różnych kierunków (poza rosyjskim, z którego zrezygnowano w kwietniu 2022 r.). Najwięcej węgla sprowadzono do Polski z RPA (3,4 mln ton) i Kolumbii (3,3 mln ton), co stanowiło ponad 40% importu węgla do Polski. Ważnymi dostawcami były także Kazachstan, Australia oraz Indonezja. Przewiduje się w kolejnych okresach znaczący spadek importu w konsekwencji stopniowego odchodzenia od jego stosowania we wszystkich sektorach gospodarki krajowej.

W zakresie energii elektrycznej Polska była i jest państwem samowystarczalnym. Odnotowywany handel transgraniczny zarówno z państwami z UE jak i spoza UE ma charakter uzupełniający wobec produkcji krajowej, a jego kierunek i wielkość wynika z dynamicznie kształtujących się cen energii na rynkach hurtowych. Ze względu na konfigurację systemów elektroenergetycznych oraz zdolności przesyłowe połączeń transgranicznych głównymi kierunkami przepływu energii elektrycznej do Polski są Niemcy i Szwecja, a przepływu z Polski - Słowacja i Czechy. Rozróżnić należy przepływy fizyczne i handlowe, które nie są tożsame.

Tabela 3.10. Główne źródła importu (państwa)

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna*	Niemcy	Niemcy	Szwecja	Szwecja	Szwecja	Szwecja	Szwecja	Szwecja
	Ukraina	Szwecja	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy
	Białoruś	Czechy	Czechy	Litwa	Litwa	Litwa	Litwa	Litwa
Węgiel kamienny	Rosja	Rosja	Rosja	Rosja	RPA	Australia	Australia	Australia
	Ukraina	Czechy	Czechy	Australia	Kolumbia	Kolumbia	Kolumbia	Kolumbia
		Ukraina	Kolumbia	Kolumbia	Kazachstan	Kazachstan	Kazachstan	Kazachstan
Węgiel kamienny koksujący	Czechy	USA	Australia	Australia	Australia	Australia	Australia	Australia
	Australia	Czechy	Czechy	USA	USA	USA	USA	USA
	Niemcy	Australia	USA	Rosja				
Koks	Czechy	Czechy	Rosja	Rosja	Australia	Australia	Australia	Australia
		Rosja						
Węgiel brunatny	-	Niemcy	Czechy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy
			Niemcy					
Ropa naftowa	Rosja	Rosja	Rosja	Rosja	Arabia Saud.	Arabia Saud.	Arabia Saud.	Arabia Saud.
		Norwegia	Irak	Arabia Saud.	Norwegia	Norwegia	Norwegia	Norwegia
Olej napędowy	Białoruś	Niemcy	Niemcy	Rosja	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy
	Niemcy	Litwa	Rosja	Niemcy	Holandia	Holandia	Holandia	Holandia
		Słowacja	Białoruś	Białoruś	Szwecja	Szwecja	Szwecja	Szwecja
Benzyna	Słowacja	Niemcy	Słowacja	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy
	Niemcy	Słowacja	Niemcy	Słowacja	Czechy	Czechy	Czechy	Czechy
LPG	Rosja	Rosja	Rosja	Rosja	Szwecja	Szwecja	Szwecja	Szwecja
	Kazachstan	Kazachstan	Kazachstan	Szwecja	Norwegia	Norwegia	Norwegia	Norwegia
Gaz ziemny	Rosja	Rosja	Rosja	Rosja	Norwegia	Norwegia	Norwegia	Norwegia
	Uzbekistan	Niemcy	Niemcy	Niemcy	USA	USA	USA	USA
	Kazachstan		Katar	Katar	Katar	Katar	Katar	Katar
				Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy
Paliwo jądrowe	-	-	-	-	-	-	b.d.	b.d.
Biopaliwa	-	b.d.	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
			Holandia					
			Szwajcaria					
Biomasa stała	Białoruś	Białoruś	Białoruś	Białoruś	USA, Litwa, Finlandia	USA, Litwa, Finlandia	USA, Litwa, Finlandia	USA, Litwa, Finlandia

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

3.5. Zużycie krajowe brutto paliw i energii

Krajowe zużycie brutto poszczególnych paliw i nośników energii, przedstawione w tabeli poniżej zostało obliczone zgodnie z następującym algorytmem:

- (+) Zużycie finalne
- (+) Zużycie w sektorze energii
- (+) Zużycie w sektorze przemian energetycznych
- (-) Straty przesyłu i dystrybucji
- (+/-) Różnice statystyczne
- (=) Krajowe zużycie brutto energii

Z zaprezentowanych danych wynikają następujące wnioski:

- wzrost krajowego zużycia energii elektrycznej w latach 2020-2030 wyniesie 11% przy czym prognozowany jest dalszy wzrost zapotrzebowania na ww. energię. Zużycie energii elektrycznej wzrasta we wszystkich sektorach, przy czym najbardziej istotne wzrosty dotyczą sektora transportu, ciepłownictwa i przemysłu. W sektorze transportu przewiduje się przede wszystkim wzrost zużycia energii elektrycznej w transporcie drogowym (elektromobilność). W prognozie założono, że do 2030 r. po polskich drogach będzie poruszało się ok. 930 tys. pojazdów z napędem elektrycznym, zużywających: 2,7 TWh energii elektrycznej. Wzrost zużycia energii elektrycznej w przemyśle wiązał się będzie głównie z unowocześnianiem i automatyzacją zakładów produkcyjnych. W rezultacie procesu transformacji energetycznej, paliwa stałe i gazowe będą zastępowane rozwiązaniami technicznymi wykorzystującymi energię elektryczną;
- istotny wzrost zużycia energii elektrycznej w transformowanym miksie energetycznym będzie dotyczył zastosowania pomp ciepła w ogrzewnictwie. Rozwój indywidualnych pomp ciepła wpłynąć będzie na wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w gospodarstwach domowych, natomiast zastosowanie scentralizowanych pomp ciepła w zakładach ciepłowniczych będzie powodował wzrost zapotrzebowania w sektorze energii;
- przewiduje się spadek zapotrzebowania na ciepło z sieci, wynikający z założeń odnośnie liczby stopniodni grzania, tempa i zakresu termomodernizacji budynków, tempa i zakresu przyłączeń nowych odbiorców oraz warunków rynkowych. Założono w prognozie, że zabiegi podejmowane w ramach walki z tzw. niską emisją staną się bodźcem do inwestycji w rozwój sieci ciepłowniczych, jednocześnie założony wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ będzie sprawiał, że ciepło systemowe, szczególnie w początkowym okresie prognozy będzie stopniowo tracić swoją konkurencyjność w porównaniu technologiami indywidualnego ogrzewania. Założenie to jest jednak obarczone niepewnością w zakresie cen paliw i uprawnień do emisji CO₂;
- prognozuje się spadek zużycia węgla kamiennego i brunatnego wynikający z procesów transformacji energetycznej. Spadek zużycia węgla w elektroenergetyce i ciepłownictwie istotnie przyspiesza już po 2028 r., kiedy kończy się rynek mocy dla większości bloków węglowych. Zużycie węgla w budynkach spada niemalże do zera w perspektywie 2040 r. W wyżej wymienionych sektorach pozostają w tym okresie w zasadzie tylko śladowe ilości zużywanego węgla;
- przewiduje się spadek zużycia ropy naftowej i produktów naftowych w analizowanym okresie. Wzrost zużycia produktów naftowych obserwowany w latach 2015-2020 związany był

z wprowadzeniem w Polsce pakietu ustaw ograniczających tzw. szarą strefę w obrocie paliwami. Od 2020 r. przewiduje się stopniowe ograniczanie zastosowania paliw silnikowych i stopniowe zastępowanie paliwami alternatywnymi. Istotną rolę odgrywa tutaj również poprawa efektywności wykorzystania energii, w tym stopniowe obniżanie się wskaźników jednostkowego zużycia paliwa w nowych pojazdach, zgodnie z założeniami prawodawstwa unijnego;

- wyniki analiz wskazują na wzrost zapotrzebowania krajowego na paliwa gazowe w perspektywie ok. 2030 r.²¹ (z 17,1 Mtoe w 2020 r. do 18,7 Mtoe w 2030 r.). Gaz ziemny w Polsce będzie odgrywał rolę paliwa przejściowego w transformacji energetycznej, ale tylko w początkowym 10-15 letnim okresie. Później będzie stopniowo zastępowany paliwami i technologiami bezemisyjnymi;
- przewiduje się dalszy stopniowy wzrost zapotrzebowania na odnawialne nośniki energii takie jak biometan, biogaz i wodór odnawialny.

Tabela 3.11 Krajowe zużycie brutto paliw i energii [ktoe] – scenariusz WEM

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna	12 532	13 440	14 154	14 730	15 628	16 293	17 690	20 667
Ciepło sieciowe	8 032	8 021	6 721	6 843	6 410	6 200	5 887	5 631
Węgiel kamienny energetyczny	37 651	39 774	31 248	28 188	22 855	14 545	11 665	5 148
Węgiel kamienny koksujący	7 891	8 700	9 489	7 997	7 866	7 894	7 837	7 782
Koks	2 318	2 074	2 228	1 308	1 599	1 522	1 384	1 245
Węgiel brunatny	12 726	11 579	12 299	8 850	7 553	3 816	997	45
Ropa naftowa	18 459	23 184	26 506	25 992	24 681	23 128	21 839	20 369
Produkty naftowe	21 987	25 956	24 074	31 037	31 765	28 685	26 205	23 690
Gaz ziemny	12 235	12 805	13 776	17 107	18 455	18 694	17 879	15 310
Gaz koksowniczy	1 447	1 707	1 704	1 406	1 231	1 176	1 141	1 062
Gaz wielkopiecowy	560	526	632	464	539	475	372	223
Pozost. paliwa gazowe	161	149	163	84	83	81	80	70
Biomasa stała	4 166	5 866	6 884	9 330	8 907	9 385	9 441	9 189
Biogaz	54	115	229	322	545	776	1 048	1 308
Biopaliwa	54	868	782	1 042	1 498	1 733	1 754	1 776
Biometan	0	0	0	0	120	438	444	480
Paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0	0	8 750
Wodór odnawialny	0	0	0	0	6	57	216	1 015
Odpady komunalne i przemysłowe	157	400	564	1 193	1 318	1 408	1 482	1 808

* paliwa odpadowe gazowe (Other Recovered Gases) odzyskiwane głównie w hutach żelaza (oprócz gazu wielkopiecowego) oraz hutach miedzi i cynku

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (STEAM-PL, MESSAGE-PL), EUROSTAT

3.6. Produkcja energii elektrycznej i ciepła

W tabeli (Tabela 3.12) i na rysunku (Rysunek 3.9) zaprezentowano dane dotyczące produkcji energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto w Polsce. Zgodnie z uzyskanymi wynikami prognoz, przewiduje się wzrost krajowej produkcji energii elektrycznej z poziomu 158,2 TWh w 2020 r. do 196 TWh w 2030 r. oraz do 249 TWh w 2040 r. Procentowy wzrost w okresie 2020-2030 wynosi 24% natomiast do 2040 r.

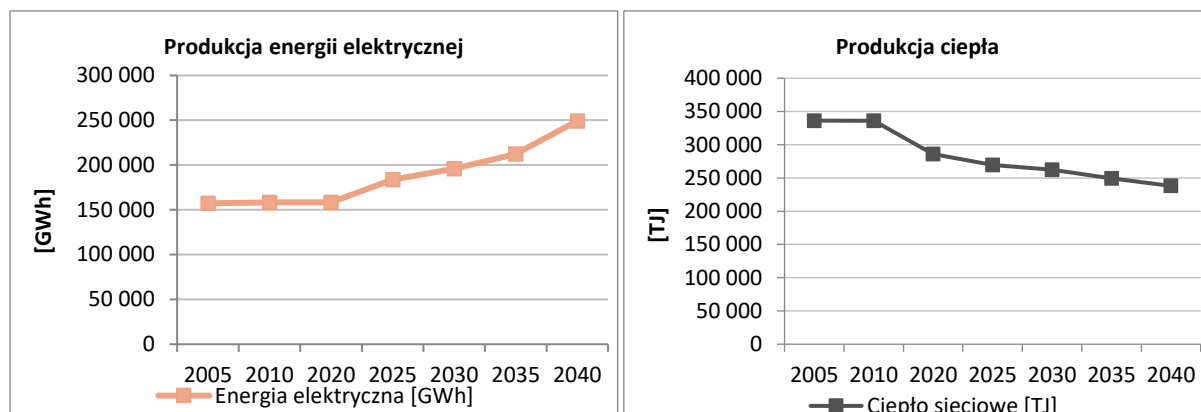
²¹ Należy jednocześnie wskazać, że analizy operatora systemu przesyłowego przewidują, że w wariantie bazowym szczyt krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny nastąpi w 2031 roku i wyniesie 27,2 mld m³. W perspektywie 2040 r. zużycie gazu wg. ww. analiz OSPg może utrzymać się na tym poziomie i nie spaść poniżej 26 mld m³.

wzrost wyniesie niemal 60%. Produkcja krajowa ciepła sieciowego spada z poziomu 286 PJ w 2020 r. do 238 PJ w 2040 r. W ujęciu procentowym, spadek w rozpatrywanym okresie wynosi 16%.

Tabela 3.12 Produkcja energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto – scenariusz WEM

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna [GWh]	157 295	158 186	165 128	158 247	183 618	195 801	212 148	249 227
Ciepło sieciowe [TJ]	336 292	335 831	274 357	285 870	269 580	262 268	249 321	238 098

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (STEAM-PL, MESSAGE-PL), EUROSTAT



Rysunek 3.9. Produkcja energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto – scenariusz WEM

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

3.7. Produkcja energii elektrycznej brutto z podziałem na paliwa

Produkcję energii elektrycznej w podziale na paliwa przedstawiono w tabeli (Tabela 3.13) i na rysunku (Rysunek 3.10). Wyniki przeprowadzonej analizy kierunków rozwoju krajowego sektora elektroenergetycznego wskazują na dynamiczne zmiany jakie będą zachodzić w strukturze produkcji energii elektrycznej. Dążenie do obniżenia kosztów energii elektrycznej stanowi istotny czynnik wspierający rozwój odnawialnych źródeł energii i ograniczanie udziału elektrowni węglowych w strukturze produkcji energii elektrycznej. Przewiduje się istotny spadek produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego i brunatnego w elektrowniach i elektrociepłowniach jeszcze w obecnej dekadzie. Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach na węgiel kamienny obniża się z poziomu 70,7 TWh w 2020 r. do 39,7 TWh w 2030 r., natomiast na węgiel brunatny z poziomu 38,1 TWh do 16,8 TWh. Produkcja energii elektrycznej na węglu kamiennym spada do 12,3 TWh w 2040 r. Produkcja energii elektrycznej na węglu brunatnym spada do zera w 2040 r. Głównym czynnikiem wpływającym na wspomniany proces jest stopniowe wypychanie jednostek węglowych z krzywej „merit order” m.in. z powodu przewidywanego w tym okresie dynamicznego wzrostu produkcji z OZE oraz uruchomienia elektrowni jądrowych. Jednostki węglowe będą wytwarzać mniej energii w przeliczeniu na jednostkę mocy. Ich potencjalna rola w przyszłości może ograniczać się do zapewnienia mocy rezerwowych, jednak będzie to zależne od konkurencyjności wobec innych technologii, takich jak magazyny energii oraz źródła gazowe. W celu spełniania kryterium bezpieczeństwa systemowego przyjęto, że bez względu na przewidywany czas pracy poszczególnych jednostek, a tym samym zdolność do osiągnięcia progu rentowności, jednostki węglowe nie będą odstawiane do czasu pokrycia zapotrzebowania na moc przez inne źródła wytwórcze.

Produkcja w jednostkach gazowych (nowe jednostki to głównie wysokosprawne bloki parowo-gazowe) wzrośnie z 17,4 TWh w 2020 r. do 28,3 TWh w 2030 r., a następnie ulegać będzie stopniowemu obniżaniu do wielkości bliskich zeru w 2050 r. Jest to jednak uzależnione od tempa i zakresu rozwoju

pozostałych źródeł wytwórczych (w tym przede wszystkim źródeł jądrowych). Biorąc pod uwagę konieczność obniżania cen energii, zarówno unijna jak i krajowa polityka energetyczna sprzyjać będzie wdrażaniu nowych niskoemisyjnych źródeł, z których dużą część stanowią będą niesterowalne źródła odnawialne charakteryzujące się zmiennością produkcji (elektrownie wiatrowe i fotowoltaika). Występowanie tego rodzaju źródeł wytwarzania w przewidywanych ilościach wymagać będzie inwestowania w elastyczne źródła: turbiny gazowe, a także magazyny energii, niezbędne dla integracji OZE w systemie elektroenergetycznym. W latach 2020-2030 udział OZE w produkcji energii elektrycznej netto zostanie potrojony (udział wzrośnie z 16,2% do prawie 52%). Ważnym elementem transformacji sektora elektroenergetycznego jest rozwój energetyki jądrowej w Polsce. Zgodnie z przyjętymi założeniami, pierwszy blok elektrowni jądrowej zostanie oddany do użytku w 2036 r. Szacowana produkcja z elektrowni jądrowych w 2040 r. wyniesie 38,5 TWh. Proces transformacji polskiej energetyki, będzie procesem długotrwałym i kosztownym, zatem musi zostać rozłożony odpowiednio w czasie, w taki sposób, aby możliwym było łagodzenie skutków gospodarczych i społecznych.

Ważnym elementem transformacji będzie rozwój elektromobilności i elektryfikacji wielu kierunków użytkowania energii. Kluczową rolę będzie odgrywał również biometan i wodór odnawialny, w tym pochodzenia niebiologicznego. W sektorze elektroenergetycznym w przyszłości, to przede wszystkim źródło elastyczności w systemach z dużym udziałem źródeł OZE. Biometan i wodór odnawialny stanowią alternatywę dla wielkoskalowego i długoterminowego magazynowania energii w celu zrównoważenia sezonowych zmian zapotrzebowania na energię elektryczną. W tym aspekcie przewyższają one techniczne możliwości magazynowania oferowane przez systemy bateryjne, które zazwyczaj operują w krótkich, kilkugodzinowych cyklach. W analizie założono, że część produkowanego biometanu i wodoru będzie kierowana do sektorów transportu, przemysłu i ciepłownictwa, natomiast pozostała część będzie spalana w turbinach gazowych i jednostkach CCGT odpowiednio przystosowanych do tego celu (założono w analizie, że nowobudowane jednostki gazowe będą przystosowane do współspalania wodoru w przyszłości).

Tabela 3.13. Produkcja energii elektrycznej brutto [TWh] – scenariusz WEM

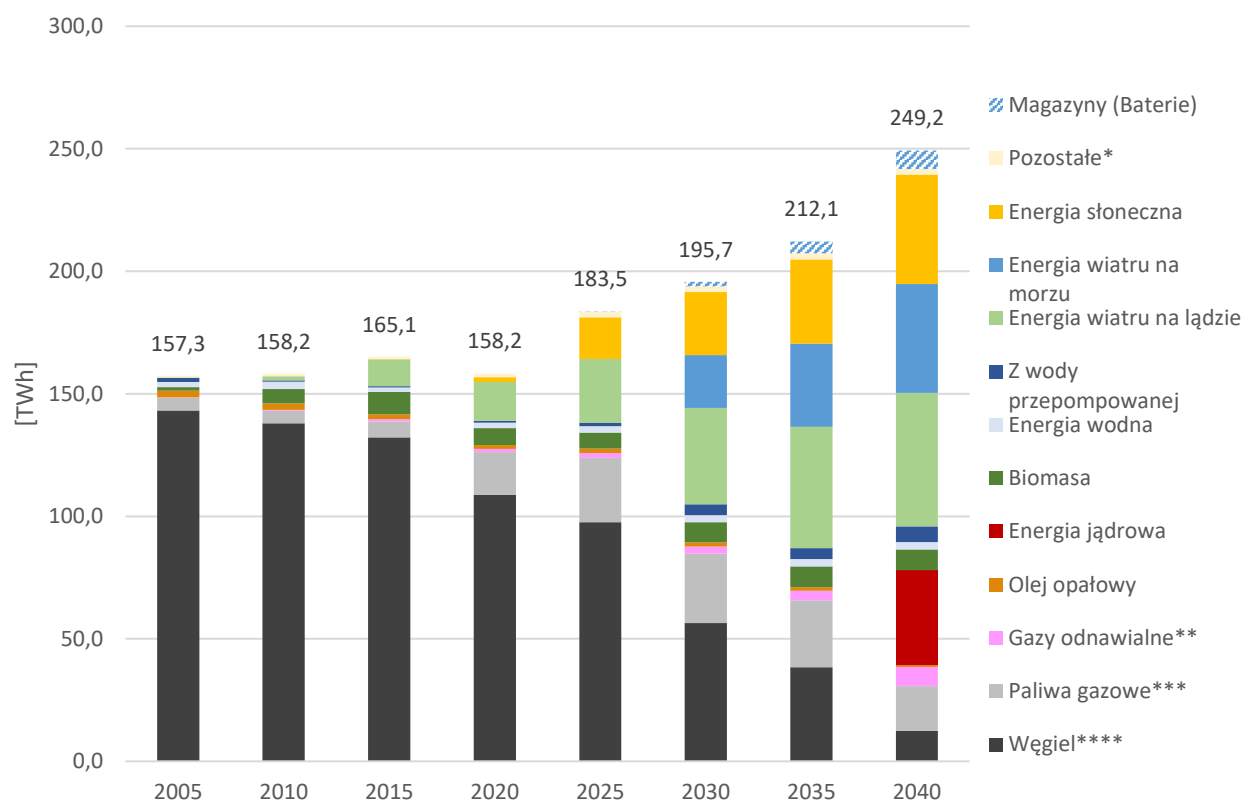
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Węgiel brunatny	54,8	48,7	52,8	38,1	33,5	16,8	4,5	0,1
Węgiel kamienny*	88,5	89,3	79,4	70,7	64,2	39,7	33,9	12,3
Paliwa gazowe**	5,2	5,1	6,4	17,4	26,2	28,3	27,4	18,2
Olej opałowy	2,7	2,6	2,1	1,7	1,8	1,7	1,3	1,0
Energia jądrowa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	38,5
Biometan, biogaz, wodór odnawialny	0,1	0,4	0,9	1,2	1,9	2,9	3,9	7,9
Biomasa	1,4	5,9	9,0	6,9	6,6	8,3	8,6	8,5
Energia wodna	2,2	2,9	1,8	2,1	2,6	2,9	3,0	3,0
Z wody przepompowanej	1,6	0,6	0,6	0,8	1,3	4,4	4,4	6,4
Energia wiatru na lądzie	0,1	1,7	10,9	15,8	26,1	39,3	49,6	54,4
Energia wiatru na morzu	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,5	33,9	44,5
Energia słoneczna	0,0	0,0	0,1	2,0	17,1	25,8	34,4	44,7
Energia geotermalna	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe***	0,7	1,1	1,0	1,5	2,2	2,3	2,5	2,2
Magazyny (Baterie)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	1,8	4,8	7,5
Razem	157,3	158,2	165,1	158,2	183,5	195,7	212,1	249,2

* Łącznie z gazem koksowniczym i wielkopieczowym

** Gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany, gaz z odmetanowania kopalń, gaz towarzyszący ropie naftowej

*** Nieorganiczne odpady przemysłowe i komunalne

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (MESSAGE-PL), EUROSTAT



Rysunek 3.10. Produkcja energii elektrycznej brutto w Polsce z podziałem na paliwa (scenariusz WEM)

* Odpady przemysłowe i komunalne

** Biogaz, biometan, wodór odnawialny

*** Gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany, gaz z odmetanowania kopalń, gaz towarzyszący ropie naftowej

**** Łącznie z gazem koksowniczym i wielkopiecowym

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

3.8. Zdolności wytwórcze energii elektrycznej z podziałem na źródła

W świetle otrzymanych wyników, które należy interpretować w ścisłym powiązaniu z przyjętym założeniami, omówionymi szczegółowo w poprzednich rozdziałach, należy spodziewać się daleko idących zmian w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce (Tabela 3.14 i Rysunek 3.11). Przede wszystkim należy oczekiwać istotnego wzrostu mocy osiągalnej z 45 GW w 2020 r. do 92 GW w 2030 r. Wzrost ten jest wynikiem przyrostu mocy charakteryzujących się niskimi wskaźnikami mocy zainstalowanej (PV, wiatrowe). Moce elektrowni wiatrowych na lądzie wzrastają z poziomu 6,5 GW w 2020 r. do 15,8 GW w 2030 r. Istotnym komponentem wchodzącym w skład przyszłego miksu energetycznego będzie także energetyka wiatrowa na morzu. Do końca 2030 r. założono instalację 5,9 GW. Najszybszy i największy przyrost mocy w systemie dotyczy fotowoltaiki (zarówno w mikroinstalacjach jak i dużych farmach). W konsekwencji znacząco zmniejszy się rola jednostek systemowych zasilanych paliwami węglowymi – ich udział w mocy zainstalowanej netto ulegnie obniżeniu z 68% w 2020 r. do 21% w 2030 r. Udział mocy źródeł odnawialnych w rozpatrywanym okresie wyraźnie wzrasta. Należy jednak zaznaczyć, że wzrost mocy oparty na biomasie może napotkać ograniczenia wynikające z niewystarczającej podaży krajowego surowca spełniającego kryteria zrównoważonego rozwoju. Może to w praktyce oznaczać konieczność importu paliwa i uzależnienie się od globalnych rynków biomasy. W rezultacie, choć nominalna moc źródeł biomasowych może rosnąć, ich efektywne wykorzystanie będzie ograniczone ekonomicznie i logistycznie, a także z uwagi na spełnienie wymogu wykorzystania tylko biomasy zrównoważonej. W strukturze mocy wytwórczych po 2035 r. występują wielkoskalowe bloki jądrowe. W horyzoncie do 2040 r. nie występują moce małych reaktorów jądrowych, m.in. ze względu na brak ich komercyjnego wdrożenia na świecie i niepewność co do dalszego rozwoju tej technologii.

Prognozowana struktura mocy wytwórczych została poddana analizom przez Operatora Systemu Przesyłowego – PSE S.A. pod kątem zapewnienia wystarczalności zasobów wytwórczych w krajowym systemie elektroenergetycznym w odniesieniu do przyjętej prognozy zapotrzebowania. Analizy miały charakter ogólny. Przez wystarczalność zasobów wytwórczych rozumiana jest ich zdolność do pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną. Parametrami opisującymi wystarczalność zasobów wytwórczych są probabilistyczne wskaźniki LOLE (ang. loss of load expectation) oraz LOLP (ang. loss of load probability). Przeliczenia wykonano dla 38 profili lat klimatycznych (1982-2019). Wyniki uproszczonej analizy wystarczalności zasobów wytwórczych potwierdzają spełnienie standardu bezpieczeństwa w scenariuszu WEM w perspektywie do 2030 r. – uśredniona wartość wskaźnika LOLE dla analizowanych lat klimatycznych wykazuje brak przekroczenia²² standardu bezpieczeństwa 3h/rok do 2030 r. łącznie.

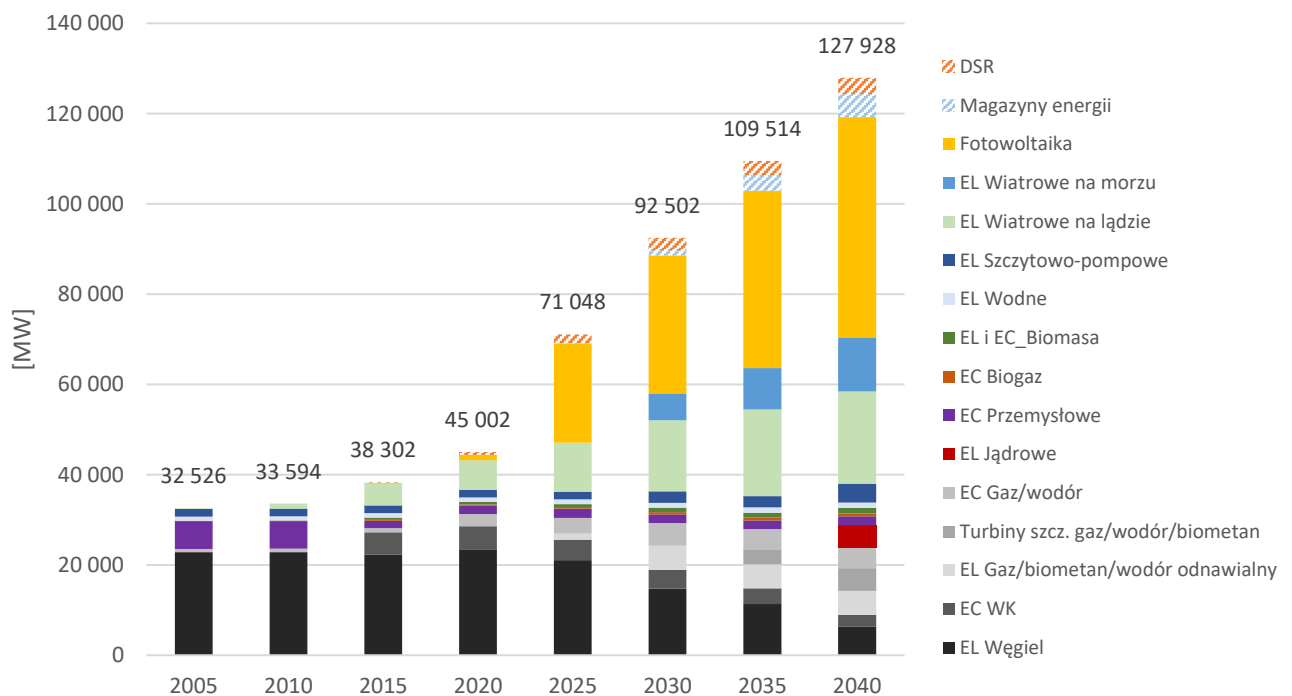
²² Przy uwzględnieniu istnienia wrażliwości wyników na przyjęte założenia, tj.:

- adekwatnego odwzorowania kształtu prognozowanego zapotrzebowania na moc,
- braku wystąpienia ograniczeń sieciowych,
- braku ograniczeń czasowych w zakresie mocy dostępnej w ramach importu i DSR,
- powtórzenia się określonych scenariuszy klimatycznych i in.

* Niektóre z aktów prawnych tego pakietu są nowelizowane od 2023 r., m.in. rozporządzenie ws. wewnętrznego rynku energii oraz rozporządzenie REMIT. Planowana jest także nowelizacja Rozporządzenia Komisji ws. alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami.

Tabela 3.14. Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii (scenariusz WEM) [MW]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
EL_Węgiel brunatny	8 197	8 145	8 643	7 445	6 566	6 566	3 344	683
EL_Węgiel kamienny	14 613	14 655	13 617	15 889	14 465	8 191	7 999	5 722
EL_Gaz/wodór odnawialny	0	0	0	0	1 332	5 333	5 333	5 333
EL_Jądrowe	0	0	0	0	0	0	0	4 920
EL_Wodne	914	935	964	987	1 008	1 118	1 148	1 178
EL_Szczytowo-pompowe	1 679	1 679	1 705	1 705	1 767	2 510	2 510	4 240
EC_Przemysłowe	6 140	6 126	1 605	1 945	2 034	1 899	1 890	1 924
EC_WK			4 968	5 226	4 578	4 149	3 454	2 513
EC_Gaz/wodór odnawialny	760	807	928	2 688	3 515	5 071	4 492	4 586
EL i EC_Biomasa	102	140	513	534	669	983	1 116	1 195
EC_Biogaz			216	241	335	474	604	680
BECCS	0	0	0	0	0	0	0	0
EL_Wiatrowe na lądzie	121	1 108	4 886	6 499	10 796	15 785	19 258	20 383
EL_Wiatrowe na morzu	0	0	0	0	0	5 927	9 133	11 823
EL_Geotermalne	0	0	0	0	0	0	0	0
Fotowoltaika	0	0	108	1 229	22 026	30 536	39 261	48 953
Turbiny szcz. gaz/wodór odnawialny	0	0	0	0	0	0	3 351	5 070
Magazyny energii	0	0	0	0	50	1 150	3 355	5 100
DSR	0	0	150	615	1 908	2 810	3 265	3 625
Razem	32 526	33 594	38 302	45 002	71 048	92 502	109 514	127 928



Rysunek 3.11. Moc osiągalna źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii (scenariusz WEM)

Poziom mocy węglowych w KSE będzie spadał z przyczyn technicznych i ekonomicznych, w tym ze względu na wyeksploatowanie jednostek wytwórczych, niespełnianie wymogów dotyczących generowanych emisji zanieczyszczeń i potrzebę dekarbonizacji sektora. W najbliższych latach moce węglowe będą niezbędne w systemie dla zagwarantowania pewności dostaw energii elektrycznej do odbiorców w sytuacji dużego wzrostu mocy osiągalnej w technologiach zeroemisyjnych, lecz zależnych od warunków atmosferycznych. Co najmniej do 2030 r. źródła węglowe będą pełnić rolę technologii zapewniającej stabilne dostawy energii, choć energia wytworzona w tych źródłach nie będzie miała już dominującego charakteru. Utrzymanie mocy węglowych do czasu dostatecznego rozwoju innych rozwiązań zapewniających stabilność dostaw jest niezbędne dla rozwoju OZE, ze względu na realny brak możliwości pokrycia potrzeb KSE przez alternatywne rozwiązania.

W 2030 r. moce oparte na węglu kamiennym (elektrownie i elektrociepłownie) wynosić będą ok. 13 GW, natomiast na węglu brunatnym 6,6 GW, co łącznie stanowić będzie 21% w strukturze KSE. W kolejnej dekadzie następować będzie dalsza sukcesywna redukcja mocy węglowych, prowadząca do tego, że w 2040 r. stanowić będą one ok 7% mocy osiągalnej w KSE. W 2040 r. moce na węgiel kamienny wynosić będą ok. 9 GW, na co składać się będą elektrownie o aktualnie najlepszych parametrach.

Harmonogram wycofań jednostek opalanych węglem brunatnym oraz brak opłacalności inwestowania w nowe moce wytwórcze powoduje, że po 2030 r. następuje dynamiczny proces zmniejszania mocy zainstalowanej w tej technologii w KSE, co jednocześnie przekłada się na znaczący spadek produkcji energii elektrycznej ze źródeł opartych o ten surowiec. Do 2040 r. moc elektrowni na węgiel brunatny ulegnie obniżeniu do ok. 0,7 GW.

4. Wymiar „wewnętrzny rynek energii”

4.1. Międzysystemowe połączenia energetyczne

4.1.1. Energia elektryczna

Obecny poziom połączeń wzajemnych (transgranicznych) i główne połączenia międzysystemowe

Transgraniczną wymianę energii elektrycznej z systemami elektroenergetycznymi sąsiednich krajów umożliwiają połączenia najwyższych, wysokich i średnich napięć.

Obecnie Krajowy System Przesyłowy (KSP) posiada połączenia:

- synchroniczne z systemami krajów Europy kontynentalnej ENTSO-E (dawniej UCTE), tj. niemieckim, czeskim, słowackim i ukraińskim (od 2023 r.) oraz litewskim (od lutego 2025 r.)
- asynchroniczne z systemem szwedzkim poprzez kabel podmorski prądu stałego,
-

Aktualny stan połączeń transgranicznych **sieci przesyłowej na przekroju synchronicznym**, przedstawia się następująco:

granica zachodnia (Polska – Niemcy):

- 2-torowa linia 400 kV Krajnik – Vierraden, z wykorzystaniem przesuwnika fazowego;
- 2-torowa linia 400 kV Mikułowa – Hagenwerder, z wykorzystaniem przesuwnika fazowego.

granica południowa (Polska – Czechy):

- 2-torowa linia 400 kV Wielopole/Dobrzeń – Nosovice/Albrechtice,
- 2-torowa linia 220 kV Kopanina/Bujaków – Liskovec.

granica południowa (Polska – Słowacja):

- 2-torowa linia 400 kV Krosno Iskrzynia – Lemšany.

granica wschodnia (Polska – Litwa):

- 2-torowa linia 400 kV Ełk – Alytus, współpraca synchroniczna od lutego 2025 r.

granica wschodnia (Polska – Ukraina):

- 1-torowa linia 400 kV Rzeszów – Chmielnicka, włączona do eksploatacji w układzie synchronicznym w 2023 r., współpraca synchroniczna od maja 2023 r.
- 1-torowa linia 220 kV Zamość – Dobrotwór, współpracująca z wydzielonymi po stronie ukraińskiej jednostkami wytwórczymi Elektrowni Dobrotwór (połączenie umożliwia wyłącznie import energii do Polski).
-

Aktualny stan połączeń transgranicznych **sieci przesyłowej na przekroju asynchronicznym**, przedstawia się następująco:

granica północna (Polska – Szwecja):

- linia kablowa prądu stałego 450 kV Słupsk Wierzbicino – Stårno,

Aktualny stan połączeń transgranicznych **sieci dystrybucyjnej na przekroju synchronicznym** przedstawia się następująco:

granica południowa (Polska – Czechy):

- 2-torowa linia 110 kV Boguszów – Porici,
- 1-torowa linia 110 kV Kudowa – Nachod,
- 2-torowa linia Pogwizdów – Darkov,
- 2-torowa linia Ustroń/ Mnisztwo – Trzyniec,

granica zachodnia (Polska – Niemcy):

- 1-torowa linia 110 kV Turów1 – Neueibau.

Aktualny stan połączeń transgranicznych **sieci dystrybucyjnej na przekroju asynchronicznym** przedstawia się następująco:

granica wschodnia (Polska – Białoruś):

- 2-torowa linia 110 kV Wólka Dobryńska – Brześć 2. (linia nieeksploatowana)

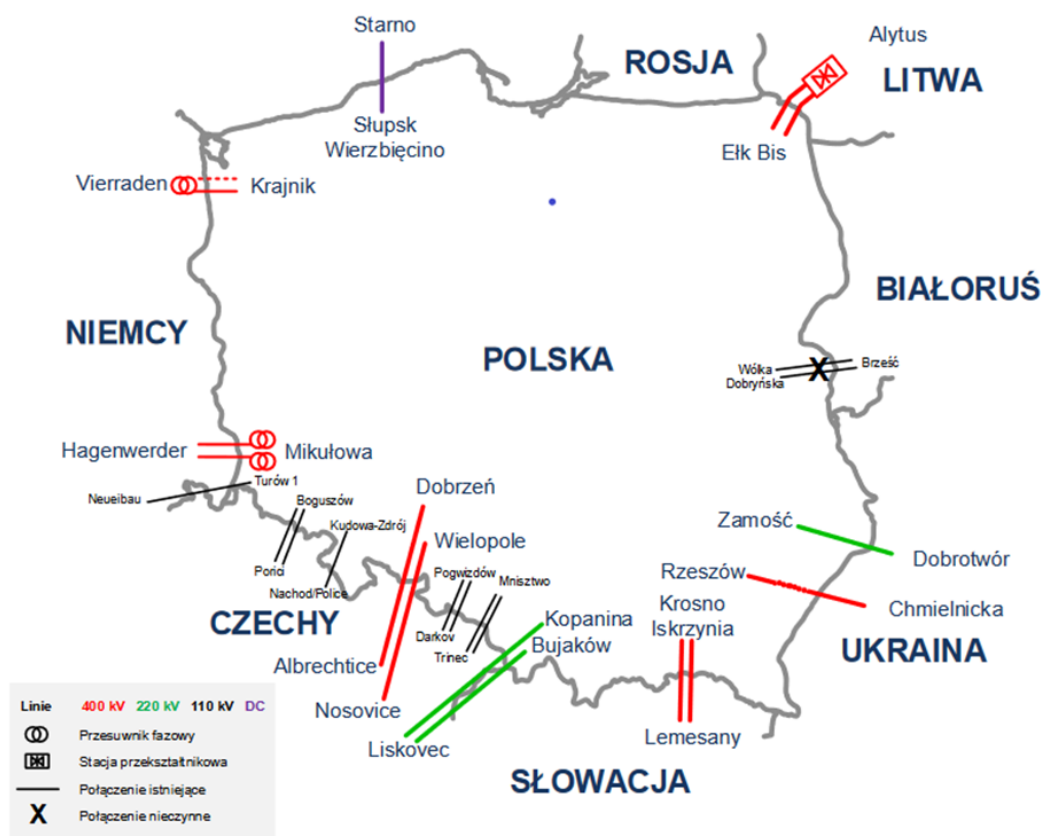
Podstawowe informacje na temat poszczególnych połączeń wzajemnych, przedstawiono w tabeli poniżej (Tabela 4.1).

Tabela 4.1. Charakterystyka polskich połączeń transgranicznych systemu elektroenergetycznego

Kraj graniczny	Połączenie	Napięcie [kV]	Dopuszczalne obciążenie	Ilość torów	Informacje dodatkowe
Niemcy	Krajnik - Vierraden	400	2 078 MW	2	W 2018 r. połączenie zostało wyposażone w przesuwniki fazowe
	Mikułowa - Hagenwerder	400	2 640 MW	2	W 2016 r. połączenie zostało wyposażone w przesuwniki fazowe
Czechy	Wielopole/Dobrzeń – Nosovice/Albrechtice	400	2 772/2 480 MW	2	-
	Kopanina/Bujaków - Liskovec	220	800/794 MW	1	-
Litwa	Elk Bis- Alytus	400	488 MW	2	prąd przemienny ze wstawką pr. stałego
Słowacja	Krosno Iskrzynia - Lemšany	400	2 078 MW	2	-
Szwecja	Stupsk - Stämo	450	600 MW	1	(prąd stały)
Białoruś	Wólka Dobryńska - Brześć 2	110	120 MW	1	Linia nieeksploatowana
Ukraina	Dobrotwór - Zamość	220	381/310 MW	1	Linia pracuje w układzie promieniowym
	Rzeszów - Chmielnicka	400	1 300 MW	1	Linia pracuje jako synchroniczna od maja 2023 r. (wcześniej nieczynna od 1993 r.)

przy różnych dostępnościach w okresie zimowym i letnim oznaczono: okres zimowy/okres letni

Obecny stan połączeń transgranicznych przedstawiony jest na rysunku (Rysunek 4.1).

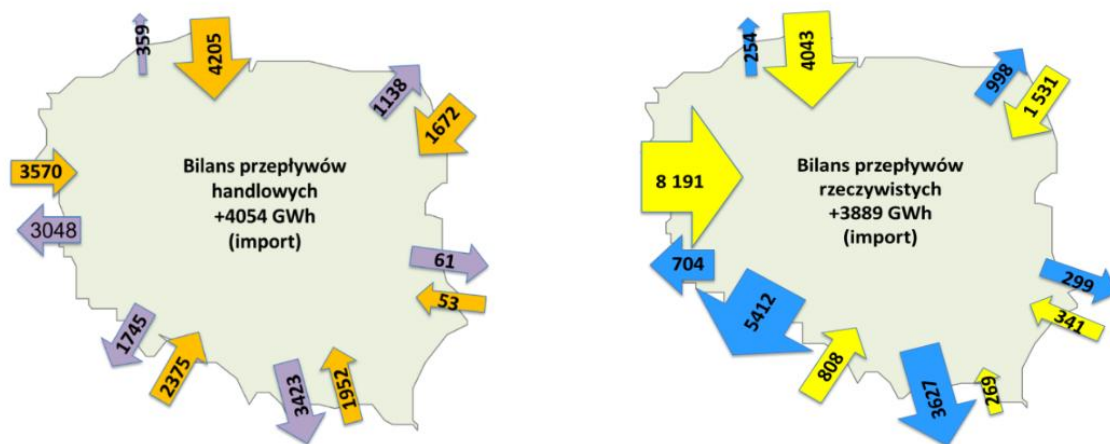


Źródło: PSE S.A.

Rysunek 4.1. Ogólny schemat połączeń transgranicznych systemu elektroenergetycznego

Źródło: PSE S.A.

Przykładowy bilans handlowy wymiany międzysystemowej energii elektrycznej oraz rzeczywiste przepływy energii z poszczególnych krajów do Polski i z Polski do innych krajów w 2023 r., zostały przedstawione na rysunku (Rysunek 4.2).



Rysunek 4.2. Bilans handlowych i rzeczywistych przepływów energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami w 2023 r. [GWh]

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Bilans handlowy – saldo na granicach Polski w 2023 r. – wyniósł 4 053,8 GWh (import). Eksport energii elektrycznej wyniósł łącznie 9 773,5 GWh i spadł o 17 proc. w porównaniu do roku poprzedniego. Wzrost dość znacznie import – wyniósł łącznie 13 827,3 GWh względem 9 911,3 GWh w 2022 r. (wzrost o prawie 40 proc. w porównaniu do roku poprzedniego). Tak wysoki wzrost importu oraz fakt, że po okresie 2 lat Polska znów stała się importerem energii netto, był wynikiem powrotu do trendów obserwowanych przed 2021 r., które zostały zakłócone w 2021 i 2022 r. w związku z inwazją Rosji na Ukrainę. Jednocześnie należy zwrócić uwagę na utrzymującą się od wielu lat istotną różnicę pomiędzy handlowymi i rzeczywistymi przepływami energii elektrycznej na granicach synchronicznych (Niemcy, Czechy, Słowacja), która jest skutkiem nieplanowych przepływów energii elektrycznej, przyczyniających się do ograniczenia zdolności przesyłowych oferowanych uczestnikom na tych granicach. Przy zestawieniu przepływów handlowych dotyczących importu oraz przepływów rzeczywistych na połączeniach z Ukrainą, zauważalna jest duża różnica pomiędzy przepływami handlowymi a rzeczywistymi, które nie występowały w poprzednich latach. Jeżeli chodzi o przyczyny zaistnienia powyższych zjawisk, należy wskazać, że w maju 2023 r. uruchomiono połączenie synchronicznie 400 kV relacji Rzeszów-Chmielnicka, na którym występują przepływy kołowe w obu kierunkach, głównie przez Słowację oraz w mniejszym stopniu przez Czechy, a więc występują tu podobne zależności jak na pozostałych połączeniach synchronicznych. Na różnice w przepływach handlowych i rzeczywistych pomiędzy Polską a Ukrainą w 2023 r. wpływ miały także zawarte dostawy pomocy awaryjnej: w kierunku importowym 5,1 GWh, a w kierunku eksportowym 28,2 GWh.

Połączenia wzajemne elektroenergetyczne – stan obecny i perspektywy rozwoju

Zgodnie z Traktatem o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, rynek energii jest częścią rynku wewnętrznego. Ma więc do niego zastosowanie traktatowa zasada swobody przepływu towarów. W 2019 r. został uchwalony pakiet legislacyjny regulujący funkcjonowanie sektora energii elektrycznej w Unii Europejskiej – „Czysta Energia dla wszystkich Europejczyków” (Clean Energy Package)²³. Wchodzące w skład pakietu rozporządzenie PE i Rady (UE) 2019/943 określa m.in. obowiązki operatorów systemów przesyłowych (OSP) w zakresie udostępniania zdolności przesyłowych na połączeniach transgranicznych. Zgodnie z jego zapisami, OSP są zobowiązani do udostępniania zdolności połączeń transgranicznych

²³ Niektóre z aktów prawnych tego pakietu są nowelizowane od 2023 r., m.in. rozporządzenie ws. wewnętrznego rynku energii oraz rozporządzenie REMIT. Planowana jest także nowelizacja Rozporządzenia Komisji ws. alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami.

w wielkościach maksymalnych, jednak dopuszczalnych ze względu na bezpieczeństwo pracy sieci. W tym kontekście wprowadzony został wymóg udostępniania od 1 stycznia 2020 r. nie mniej niż 70% technicznej zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych dla realizacji wymiany transgranicznej (tzw. wymóg CEP70). Kraje, które nie były w stanie wypełnić tego wymagania zgodnie z terminem wskazanym w rozporządzeniu mają prawo do jego czasowego odroczenia, podejmując jednak działania zaradcze. Polska przyjęła w 2019 r. Plan działania, który zakłada dojście do udostępniania minimalnego poziomu 70 proc. technicznej zdolności przesyłowych na połączeniach synchronicznych do końca 2025 r. Natomiast na połączeniu asynchronicznym ze Szwecją realizowana jest liniowa trajektoria, a na połączeniu z Litwą wymagany poziom 70% został już osiągnięty.

a) Połączenia transgraniczne synchroniczne

Alokacja zdolności przesyłowych na przekroju synchronicznym realizowana była w ramach skoordynowanych przetargów typu explicit do dnia 8 czerwca 2022 r. Natomiast od dnia 9 czerwca 2022 r., po kilkuletnim okresie przygotowawczym, w Polsce i pozostałych państwach regionu Europy Środkowo-Wschodniej, wprowadzono metodę alokacji opartą na przepływach fizycznych, tzw. Flow Based Allocation – FBA), która obowiązuje już w całym Core CCR dla rynku dnia następnego.

Na transgranicznych połączeniach synchronicznych odbywa się alokacja zdolności przesyłowych na rynku dnia następnego oraz na rynku dnia bieżącego. Zachodzi ona w oparciu o mechanizmy odpowiednio: jednolite łączenie rynków dnia następnego (Single Day-ahead Coupling) i jednolite łączenie rynków dnia bieżącego (Single Intraday Coupling).

Wymiana międzysystemowa w ramach Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Następnego oraz Jednolitego Łączenia Rynku Dnia Bieżącego organizowana jest przez Nominowanych Operatorów Rynku Energii Elektrycznej (ang. Nominated Electricity Market Operator, NEMO), których warunki współpracy z OSP określa umowa MNA OA (Multi-NEMO Arrangements Operational Agreement). Organem wyznaczającym NEMO na polskim rynku jest Prezes Urzędu Regulacji Energetyki.

Natomiast w kontraktach długoterminowych mają miejsce aukcje skoordynowane organizowane przez Biuro Przetargów Joint Allocation Office (JAO), tj. platformę aukcyjną, której udziałowcami jest 25 OSP z Europy (również spoza UE).

b) Połączenia transgraniczne asynchroniczne

Połączenie Polska – Szwecja

Ważnym z punktu widzenia wymiany transgranicznej połączeniem krajowego systemu elektroenergetycznego jest kabel prądu stałego o nazwie SwePol Link, biegnący pod dnem Morza Bałtyckiego pomiędzy Polską i Szwecją. Od grudnia 2010 r. alokacja zdolności przesyłowych na tym połączeniu pomiędzy obszarem regulacyjnym PSE S.A. oraz Affärsverket Svenska Kraftnat (OSP Szwecji), realizowana jest w trybie aukcji typu *implicite* w ramach mechanizmu łączenia rynków dnia następnego (ang. *Market Coupling*), organizowanych przez Towarową Giełdę Energii S.A. (TGE) i Nord Pool Spot AS (NPS). Zasady alokacji zdolności przesyłowych na połączeniu Polska - Szwecja oraz rozliczeń z tego tytułu zostały określone w czterostronnej umowie *Market Coupling Agreement*, której sygnatariuszami są giełdy energii elektrycznej: Towarowa Giełda Energii S.A. i Nordpool Spot AS oraz operatorzy systemów przesyłowych Polski i Szwecji.

Oferowane w latach 2021 i 2022 zdolności przesyłowe na tym połączeniu w kierunku eksportu i importu wynikały z dopuszczalnego obciążenia kabla DC i stacji konwerterowych oraz z ograniczeń wynikających ze standardów bezpieczeństwa oraz zasad prowadzenia ruchu i planowania pracy KSE, określonych w IRIESP.²⁴ W kierunku eksportu zdolności przesyłowe w dniach roboczych oferowano głównie w strefie nocnej. W układzie sieci bez wyłączeń, oferowane moce wynosiły na ogół 300 MW. W kierunku importu moce oferowane były głównie w strefie dziennej. W układzie sieci bez wyłączeń oferowane moce wynosiły na ogół 600 MW. Oferowane przez PSE S.A. zdolności przesyłowe, niższe niż nominalna

²⁴ Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Systemu Przesyłowego

zdolność przesyłowa samego połączenia stałoprądowego, wynikały z występujących ograniczeń sieciowych oraz ograniczeń związanych z koniecznością spełnienia kryteriów bezpieczeństwa pracy KSE, określonych w IRIESP.

Kierunek i wolumen przepływu energii elektrycznej na połączeniu SwePol Link wynika z bieżących relacji cenowych pomiędzy rynkiem skandynawskim i polskim. Kierunek przepływu energii elektrycznej, wyznaczany jest na podstawie cen rozliczeniowych wyznaczonych na obu giełdach - od ceny niższej do wyższej.

Połączenie Polska – Litwa (linia pracująca jako asynchroniczna do lutego 2025 r.)

W 2023 r. zakończono budowę linii 400 kV Ostrołęka – Stanisławów, która była ostatnim elementem drugiego etapu projektu „LitPol Link”, ujętego na liście projektów wspólnego zainteresowania (PCI), związanym budową połączenia LitPol Link oddanego do użytku w grudniu 2015 r. Linia ta po przeprowadzeniu synchronizacji państw bałtyckich z obszarem synchronicznym Europy kontynentalnej (CESA) ma znaczenie dla bezpieczeństwa pracy synchronicznej systemów państw bałtyckich.

Drugim, obecnie planowanym i przygotowywanym połączeniem Polska -Litwa jest linia o nazwie Harmony Link. Jest to główny projekt inwestycyjny procesu synchronizacji i będzie realizowany jako podziemny kabel prądu przemiennego (HVAC) wraz z inwestycjami towarzyszącymi w Polsce i Litwie. Zmiana technologii i trasy nastąpiła ze względu na znaczny wzrost kosztów i dużą liczbę zamówień na urządzenia prądu stałego oraz kwestie bezpieczeństwa eksploatacji. Przetargi na planowane połączenie HVDC *Harmony Link* zostały anulowane w kwietniu 2023 r. W roku 2024 i 2025 trwały analizy możliwych rozwiązań, które umożliwiłyby uruchomienie drugiego połączenia w najkrótszym możliwym czasie.

Wariantem, który będzie realizowany przez PSE i Litgrid jest kabel podziemny o napięciu 220kV, poprowadzony częściowo wzdłuż trasy drogowej Via Baltica między Polską a Litwą.

Synchronizacja systemów państw bałtyckich z Europą kontynentalną

Polityczna Mapa drogowa w sprawie synchronizacji systemów elektroenergetycznych państw bałtyckich z systemem Europy kontynentalnej za pośrednictwem systemu polskiego przez istniejące połączenie LitPol Link została podpisana dnia 28 czerwca 2018 r. na szczelbu premierów Polski, Łotwy i Estonii, Prezydent Litwy i Przewodniczącemu Komisji Europejskiej

Kolejnym krokiem politycznym była Mapa drogowa wdrożenia procesu synchronizacji podpisana na takim samym szczelbu dnia 20 czerwca 2019 r., w której doprecyzowano działania inwestycyjne związane z synchronizacją, w tym budową drugiego połączenia Polska – Litwa, jako kabel podmorski Harmony Link uzupełniający połączenie poprzez LitPol Link. Dokument wskazywał też na znaczne zaangażowanie Komisji Europejskiej, w tym finansowe z budżetu funduszu Łącząc Europę (Connecting Europe Facility).

Na szczelbu ministrów ds. energii państw bałtyckich i Polski oraz Komisarz UE ds. Energii przyjęto dnia 19 grudnia 2023 r. deklarację polityczną potwierdzającą przyspieszoną datę synchronizacji, tj. w lutym 2025 r. oraz wskazującą możliwe alternatywy realizacji dodatkowego połączenia pomiędzy Polską i Litwą, tj. Harmony Link. Możliwe warianty to stałoprądowe połączenie podmorskie bądź lądowe połączenie wzdłuż komunikacyjnego korytarza lądowego.

Połączenie z Ukrainą

Polski system elektroenergetyczny posiada dwa połączenia z Ukrainą: linię 400 kV Rzeszów – Chmielnicka EJ oraz linię 220 kV Zamość–Dobrotwór.

Pierwsze z nich ma możliwość przesyłu energii w obu kierunkach, a zdolności przesyłowe na tym połączeniu są od stycznia 2024 r. udostępniane w ramach przetargów skoordynowanych przez Biuro Aukcyjne JAO, na kontraktach dnia następnego. Wymiana handlowa jest realizowana w ramach wielkości wynikających z technicznych możliwości przesyłowych i warunków rynkowych uzgodnionych na szczelbu ENTSO-E.

Zdolności przesyłowe drugiego z połączeń służą wyłącznie do importu energii z Ukrainy, z wydzielonych bloków w elektrowni Dobrotwór i są udostępniane w ramach jednostronnych przetargów miesięcznych organizowanych przez PSE SA. Import jest realizowany w ramach dostępności bloków wytwórczych i warunków rynkowych.

Połączenie Rzeszów-Chmielnicka było wyłączone z eksploatacji od 1993 r. W 2022 r. po agresji Rosji na Ukrainę podjęto decyzję o rozpoczęciu prac nad wznowieniem funkcjonowania połączenia Rzeszów-Chmielnicka na napięciu 400 kV. Dzięki wspólnemu zaangażowaniu Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE) oraz OSP Ukrainy Ukrenergo, w maju 2023 r. nastąpiło uruchomienie linii Rzeszów-Chmielnicka jako połączenia synchronicznego. Połączenie to umożliwia wymianę energii elektrycznej w obu kierunkach. Po okresie oferowania zdolności w procesie jednostronnego przetargu na zdolności przesyłowe, od 16 stycznia 2023 r. zdolności oferowane są przez Biuro Przetargowe JAO.

Połączenia w zachodniej części Polski

Projekty rozbudowy KSE dotyczą m.in. zwiększenia zdolności przesyłowych na połączeniach Polski z Niemcami. Obejmują rozbudowę systemu przesyłowego w zachodniej części kraju: budowę 2-torowej linii 400 kV Krajnik – Baczyna – Plewiska oraz 2-torowej linii 400 kV Mikułowa – Czarna – Pasikowice i 2-torowej linii 400 kV Mikułowa – Świebodzice. Realizacja projektów planowana była do końca 2024 r. Wskazany zakres rozbudowy pozwoli na osiągnięcie zdolności przesyłowych na poziomie 2000 MW. Rozbudowa sieci przesyłowych umożliwi także wypełnienie wymogu CEP70 wynikającego z Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943, w zakresie obowiązku udostępniania uczestnikom rynku między obszarowych zdolności przesyłowych na poziomie nie niższym niż 70% zdolności przesyłowych dla danej granicy lub krytycznego elementu sieci wyznaczonych z uwzględnieniem granic bezpieczeństwa pracy systemu.

Rozwój połączeń transgranicznych- prognoza

Podstawowe informacje na temat obecnej i prognozowanej sytuacji w zakresie połączeń wzajemnych, przedstawiono w tabeli (Tabela 4.2). Sumaryczna moc znamionowa (maksymalna techniczna zdolność przesyłowa) na wszystkich połączeniach transgranicznych w 2025 r. wynosiła 14 380 MW w sezonie zimowym i 13 297 MW w sezonie letnim.

Tabela 4.2. Transgraniczna przepustowość połączeń międzysystemowych energii elektrycznej na występujących i planowanych połączeniach [MW]

	Połączenie	2005	2010	2015	2020	2025	2030-2040
Niemcy	Krajnik-Viernaden	592	592	592	2 078	3492/ 2744	3492/ 2744
Niemcy	Mikułowa-Hagenverder	2 730	2 730	2 730	2 640	2 640	2 640
Czechy	Wielopole/Dobrzeń – Nosovice/Albrechtice	2 772/ 2 480	2 772/2 480	2 772/2 480	2 772/2 480	2 772/2 480	2 772/2 480
Czechy	Kopanina/Bujaków - Liskovec	800/794	800/794	800/794	800/794	800/774	800/774
Słowacja	Krosno Iskrzynia - Lemšany	2 078	2 078	2 078	2 078	2 772	2 772
Szwecja	Słupsk - Stämo	600	600	600	600	600	600
Ukraina	Rzeszów – Chmielnicka	0	0	0	0	1039	1039
Ukraina	Zamość - Dobrotwór	381/310	381/310	381/310	381/310	265/248	265/248
Litwa	Ełk - Alytus	0	0	488	488	0	0
Litwa	Ełk Bis - Giżai (Harmony Link)	0	0	0	0	0	700
SUMA		9953/9584	9953/9584	10441/10072	11849/11468	14380/13297	15080/13 997

przy różnych dostępnościach w okresie zimowym i letnim oznaczono: okres zimowy/okres letni

Źródło: PSE S.A., Opracowanie własne ARE S.A.

*Wartość „0 MW” na linii Ełk – Alytus oznacza, że od 2025 r. linia ta ma być wykorzystywana przede wszystkim do zabezpieczenia pracy synchronicznej państw bałtyckich w Europie kontynentalnej, z wyłączeniem handlu.

Transgraniczna infrastruktura elektroenergetyczna pozwala na realizację handlu energią elektryczną pomiędzy państwami oraz na współpracę międzyoperatorską, także w sytuacjach awaryjnych. Cechą pracy systemów elektroenergetycznych, jest występowanie nadwyżek lub niedoborów energii, związanych z ciągłą zmianą wytwarzania energii, szczególnie w źródłach niesterowalnych oraz odbioru energii, co prowadzić może do między innymi przeciążeń linii i ograniczeń w przesyłach energii elektrycznej. Zjawiska te dotyczą także połączeń pomiędzy systemami elektroenergetycznymi. Takie przeciążenia powodują czasowe ograniczenia wymiany handlowej. Ograniczenia w przesyłach mogą być także związane z pracami remontowymi, awariami sieciowymi czy ograniczeniami wprowadzanymi przez operatorów systemów przesyłowych w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci. W tabeli (Tabela 4.3) przedstawione zostały zdolności przesyłowe netto (całkowite zdolności przesyłowe pomniejszone o margines bezpieczeństwa wyznaczany przez operatora systemu przesyłowego).

Tabela 4.3. Zdolności przesyłowe netto połączeń międzysystemowych energii elektrycznej na występujących i planowanych połączeniach [MW]

	2010	2015	2020	2025	2030-2040
PL→DE/CZ/SK	900	1000	3899/3847	3899/3847	3899/3847
DE/CZ/SK→PL	0	0	3 890	4758/4632	4758/4632
PL→SE	100	100	600	600	600
SE→PL	600	600	600	600	600
PL→UA	0	0	0	425	425
UA→PL	220	220	220	365/348	365/348
PL→LT	0	500	500	0	700
LT→PL	0	500	500	0	700
PL export	1 000	1 600	4999/4947	4 924/4 872	5 624/ 5 572
PL import	820	1 320	5210/5158	5 723/ 5 580	6 423/ 6 280

*sezon zimowy/sezon letni

Źródło: Scenario outlook and adequacy forecast, Mid-term Adequacy Forecast, ENTSOE

W uzgodnionych w dniu 24 października 2014 r. przez Radę Europejską ramach polityki energetyczno-klimatycznej znajduje się kwestia elektroenergetycznych połączeń między systemowych, dla których przyjęto poziom docelowy przepustowości (ang. interconnectivity) w wysokości 15% liczony jako stosunek dostępnych mocy transgranicznych do mocy zainstalowanej w systemie danego państwa. Ponadto, w Dyrektywie 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotyczącej działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych, ustanowiono środki służące zagwarantowaniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, tak aby zapewnić właściwe funkcjonowanie rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz odpowiedniego zakresu połączeń międzysystemowych między państwami członkowskimi i równowagę między podażą a popytem. W dyrektywie tej zapisano: „(13) Rada Europejska w Barcelonie w dniach 15 i 16 marca 2002 r. uzgodniła poziom przesyłowych połączeń międzysystemowych pomiędzy Państwami Członkowskimi. (...) Istnienie odpowiedniej fizycznej zdolności przesyłowej połączeń międzysystemowych, niezależnie od tego, czy są to połączenia transgraniczne, czy nie, jest sprawą kluczową, ale nie jest warunkiem wystarczającym dla pełnego rozwoju konkurencji.”

Współczynnik połączeń międzysystemowych wyznaczany jest jako iloraz zdolności przesyłowych netto połączeń międzysystemowych w kierunku importu oraz całkowitej mocy zainstalowanej netto w krajowym systemie elektroenergetycznym. Zgodnie z przytoczoną definicją, wyliczony współczynnik połączeń międzysystemowych wyniósł w 2020 r. dla importu ok. 13,2%, a w 2025 r. już tylko 7,7% (dla eksportu odpowiednio 12,6% i 6,6%). W scenariuszu WAM poziom tego wskaźnika wynosi w 2030 r. dla eksportu 5,8% a w 2040 3,6% (Tabela 4.4). Wskaźnik ten ulega dalszemu obniżeniu w kolejnych latach, ponieważ bardzo szybko przrasta moc zainstalowana w systemie (głównie źródeł OZE).

Tabela 4.4. Poziom połączeń międzysystemowych

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Moc zainstalowana MW	33 200	37 290	46 921	72 645	96 014	128 059	150 325
NTC import/ eksport MW	820/ 1 000	1 320/ 1 600	5 210/ 4 999	5 723/ 4 924	6 423/ 5 624	6 423/ 5 624	6 423/ 5 624
Wskaźnik połączeń import/eksport %	2,5/ 3,0%	3,5/ 4,3%	11,1/ 10,7%	7,9/ 6,8%	6,7/ 5,9%	5,0/ 4,4%	4,3/ 3,7%

Źródło: Prognozy ARE S.A. i PSE S.A.

4.1.2. Gaz ziemny

Obecny poziom połączeń transgranicznych i główne połączenia międzysystemowe

Transgraniczną wymianę gazu ziemnego umożliwiają połączenia międzysystemowe pomiędzy Krajowym Systemem Przesyłowym (KSP) a systemami krajów ościennych. Dodatkowo KSP jest połączony z Systemem Gazociągów Tranzytowych (SGT) w dwóch Punktach Wzajemnego Połączenia we Włocławku i Łwówku.

Zgodnie z art. 9h ust. 2 i art. 9k ustawy – Prawo energetyczne na terytorium RP wyznacza się jednego operatora systemu przesyłowego gazowego albo jednego operatora systemu połączonego gazowego, działającego w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa. Funkcję OSP, zarówno dla krajowego systemu przesyłowego, jak i polskiego odcinka gazociągu Jamał-Europa, na mocy decyzji Prezesa URE, do dnia 6 grudnia 2068 r. pełni OGP GAZ-SYSTEM S. A.

Właścicielem polskiego odcinka SGT jest spółka SGT EuRoPol GAZ S. A.

Krajowy System Przesyłowy zarządzany przez OGP GAZ-SYSTEM S. A. zasilany jest przez punkty wejścia związane z:

1. Przywozem paliwa gazowego²⁵:

- a) Punkt GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO (Drozdowicze – granica polsko-ukraińska),
- b) Faxe – Baltic Pipe (połączenie Polska – Dania),
- c) Santaka (granica polsko-litewska),
- d) Vyrava (granica polsko-słowacka),
- e) Punkt GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS (Lasów²⁶ – granica polsko-niemiecka),
- f) Cieszyn (granica polsko-czeska),
- g) System Gazociągów Tranzytowych (polski odcinek gazociągu Jamał-Europa):
 - Punkt Wzajemnego Połączenia (fizyczne punkty wejścia we Włocławku i Łwówku),
 - Mallnow (punkt wejścia do SGT z kierunku Niemiec),
- i) połączenia realizujące import lokalny:
 - Punkt GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS (Gubin - granica polsko-niemiecka),
 - Branice (granica polsko-czeska),
- j) punkt wejścia z Terminalu LNG w Świnoujściu.

²⁵ Dostawy gazu ziemnego do Polski w ramach kontraktu historycznego (kontrakt jamalski) zostały wstrzymane przez GAZPROM w kwietniu 2022 r. Ponadto od 1 stycznia 2023 r. OSP nie oferuje zdolności technicznych na punktach Wysokoje, Kondratki Tietierowka. 15 lutego 2023 r. został złożony wniosek do Prezesa URE o usunięcie punktów z listy punktów właściwych. Wniosek został zaakceptowany i Decyzją Prezesa URE z 28 marca 2023 r. punkty Wysokoje, Tietierowka i Kondratki zostały usunięte z listy punktów właściwych Krajowego Systemu Przesyłowego

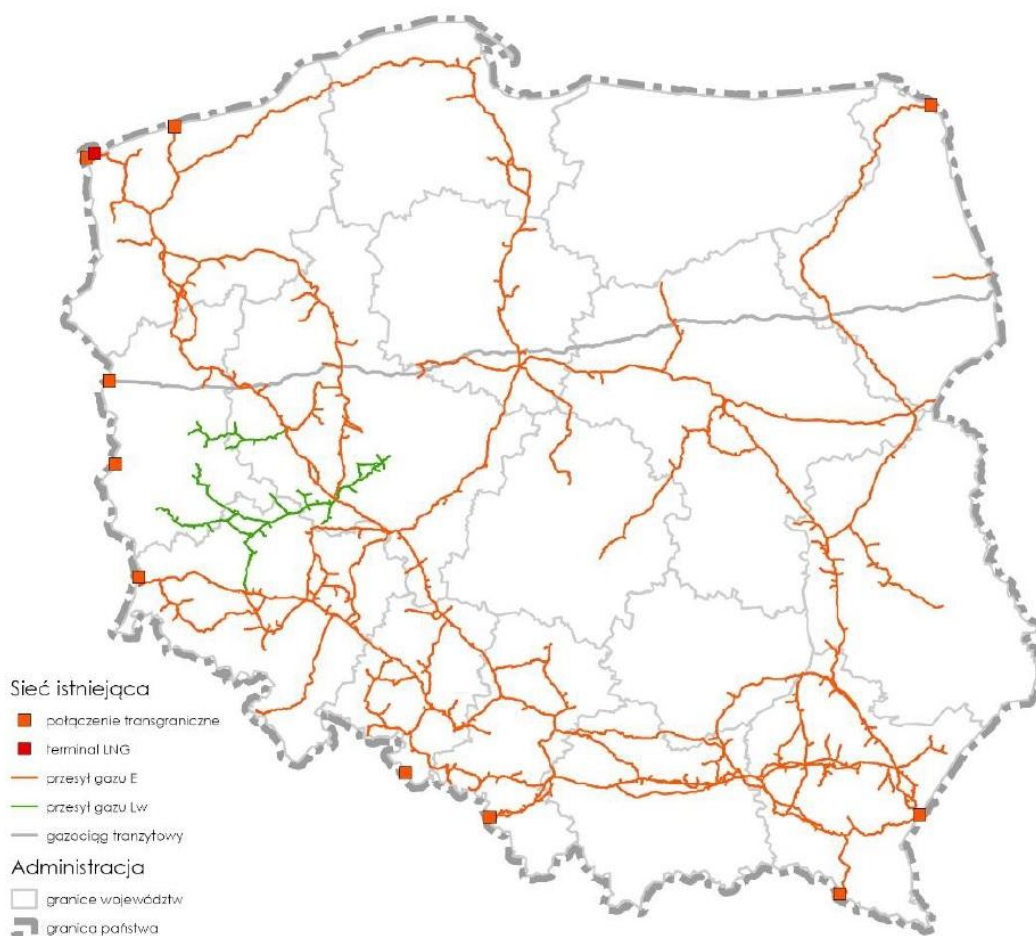
²⁶ W 2016 r. punkty na połączeniu sieci ONTRAS (Niemcy) i GAZ-SYSTEM (Polska) Gubin, Kamminke oraz Lasów zostały połączone w punkt Grid Connection Point GAZ-SYSTEM/ONTRAS (GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS)

2. Źródłami krajowymi:

- a) kopalnie w systemie gazu ziemnego wysokometanowego,
- b) odazotownie Odolanów i Grodzisk,
- c) kopalnie w systemie gazu ziemnego zaazotowanego.

3. Podziemnymi magazynami gazu (PMG) – 7 instalacji magazynowych w systemie gazu wysokometanowego, które podczas realizacji odbioru gazu stanowią punkty wejścia do systemu przesyłowego:

- a) Grupa Instalacji Magazynowych Sanok (GIM Sanok) – obejmująca instalacje magazynowe PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzędów i PMG Brzeźnica,
- b) Grupa Instalacji Magazynowych Kawerna (GIM Kawerna) – obejmująca instalacje magazynowe KPMG Mogilno oraz KPMG Kosakowo,
- c) PMG Wierzbowice.



Rysunek 4.3. Krajowy system przesyłowy gazu

Źródło: Krajowy dziesięcioletni plan rozwoju systemu przesyłowego na lata 2024-2033, GAZ-SYSTEM S.A.

Obecnie PMG pozwalają zmagazynować łącznie ponad 3,3 mld m³. Po zakończeniu rozbudowy największego magazynu gazu w Polsce (PMG Wierzbowice), łączna pojemność magazynów podziemnych w kraju zwiększy się do ok. 4,1 mld m³. Na rysunku poniżej (

Rysunek 4.4) przedstawiono magazyny wysokometanowego gazu ziemnego grupy E wraz z ich lokalizacją (stan na 31.12.2023 r.).



Rysunek 4.4. Poglądowy schemat lokalizacji podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego

Źródło: GAZ-SYSTEM S.A.

W poniższej tabeli (Tabela 4.5) przedstawiono zdolności przesyłowe międzysystemowych punktów wejścia i wyjścia do polskiego systemu gazowego.

Tabela 4.5. Parametry transgranicznych punktów wejścia i wyjścia do systemu przesyłowego gazowego

Punkt wejścia	Operator	Przepustowość techniczna		
		mld m ³ /rok	mln m ³ /d	GWh/d
Faxe	Energinet / GAZ-SYSTEM	10,0	27,4	321,9
Santaka	AB Amber Grid / GAZ-SYSTEM	1,9	5,2	58,1
Vyrava	Eustream a.s. / GAZ-SYSTEM	5,7	15,6	173,9
Drozdowicze	GCP GAZ-SYSTEM / UA TSO	4,4	12,0	134,6
Mallnow	GASCADE Gastransport GmbH / GAZ-SYSTEM S.A.	9,1	25,0	277,6
Lasów	ONTRAS / GAZ-SYSTEM S.A.	1,6	4,4	48,7
Cieszyn	NET4GAS / GAZ-SYSTEM S.A.	0,6	2,5/0,4	28,0/4,3
Terminal LNG	GAZ-SYSTEM S.A.	8,3	23,6	263,95
Punkt wyjścia	Operator	mld m ³ /rok	mln m ³ /d	GWh/d
Faxe	Energinet / GAZ-SYSTEM	3	8,2	93,5
Santaka	AB Amber Grid / GAZ-SYSTEM	2,4	6,6	72,1
Vyrava	Eustream a.s. / GAZ-SYSTEM	4,7	12,9	145,7
GCP GAZ-SYSTEM / ONTRAS	ONTRAS / GAZ-SYSTEM	0,003	0,008	0,08
GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO	GAZ-SYSTEM/UA TSO)	2,6 - 4	7,2-11	81,3-124,3
Cieszyn	NET4GAS / GAZ-SYSTEM S.A.	0,35	0,96	10,8

Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Terminal LNG w Świnoujściu

W sierpniu 2008 r. Rada Ministrów uznała budowę terminalu LNG za inwestycję strategiczną dla interesu kraju. Prace nad projektem technicznym zostały zakończone w 2009 r., a sama budowa w 2015 r. Koszt budowy terminalu wyniósł około 3 mld PLN. Zdolności regazyfikacyjne terminalu były wówczas na poziomie 5 mld m³/rok. Pierwsza dostawa gazu została zrealizowana w czerwcu 2016 r.

Celem rozbudowy Terminalu LNG było zwiększenie mocy regazyfikacyjnej oraz wprowadzenie nowych funkcjonalności tej instalacji. Rozbudowa terminalu objęła trzy zadania: zwiększenie zdolności regazyfikacyjnej instalacji technologicznej przez dodatkowe urządzenia SCV (regazyfikatory); dodatkowe pojemności magazynowania poprzez wybudowanie trzeciego zbiornika na skroplony gaz ziemny; zwiększenie elastyczności dostaw do terminalu dzięki budowie drugiego nabrzeża. W 2022 r. zrealizowano I etap prac polegający na rozbudowie infrastruktury o nowe regazyfikatory SCV i pompy LNG pozwalające na zwiększenie nominalnej mocy regazyfikacyjnej terminalu do poziomu ok. 6,2 mld m³/rok.

Drugi etap rozbudowy terminalu miał na celu zwiększenie zdolności regazyfikacyjnej do poziomu ok. 8,3 mld m³/r, poprzez wybudowanie trzeciego zbiornika na skroplony gaz ziemny (ok. 180 tys. m³ oraz zwiększenie elastyczności dostaw do terminalu dzięki budowie drugiego nabrzeża wraz z urządzeniami i instalacjami towarzyszącymi. Proces rozbudowy został zakończony w grudniu 2024 r. Rozbudowane zdolności terminalu zostały przekazane do użytkowania 1 stycznia 2025 r.

Od 1 stycznia 2018 r. do 2034 r. ORLEN S.A. (dawniej PGNiG S.A.) posiada zakontraktowane 100% mocy infrastruktury regazyfikacyjnej terminalu w Świnoujściu. Dostawy LNG do Polski realizowane są przez ORLEN S.A. na mocy następujących kontraktów z:

- Qatar Liquefied Gas Company – z dnia 29 czerwca 2009 r. oraz z dnia 14 marca 2017 r. na dostawy 2 mln ton LNG rocznie, obowiązującego do 2034 r.;
- Cheniere Marketing International LLP z dnia 8 listopada 2018 r. na dostawy 1,45 mln ton LNG rocznie na okres od 2023 r. do 2042 r. i ok. 0,5 mln ton łącznie w latach 2019-2022;

Venture Global Calcasieu Pass LLC z dnia 28 września 2018 r., na dostawy 1 mln ton LNG rocznie przez okres 20 lat od 2023 r. Dodatkowo na mocy zawartego w dniu 2 września 2021 r. aneksu dostawy LNG zwiększone zostały o 0,5 mln ton do poziomu 1,5 mln ton LNG rocznie;

Dodatkowo ORLEN S.A. posiada zawarte kontrakty na dostawy LNG z:

- Venture Global Plaquemines LNG LLC z dnia 28 września 2018 r., wraz z aneksem z dnia 12 czerwca 2019 r. na dostawy 2,5 mln ton LNG przez okres 20 lat od uruchomienia terminalu przewidzianego na przełomie 2025 i 2026 r. Dodatkowo na mocy zawartego w dniu 2 września 2021 r. aneksu do umowy, dostawy LNG zwiększone zostały do poziomu 4 mln ton LNG rocznie.
- Sempra Infrastructure z dnia 25 stycznia 2023 r. na dostawy 1 mln ton LNG rocznie z terminalu Port Arthur w Teksasie przez okres 20 lat od 2027 r.

W 2022 r. przekazano do eksploatacji trzy ważne z punktu widzenia funkcjonowania systemu przesyłowego połączenia międzynarodowe. Połączenia z Danią, Słowacją oraz Litwą, pozwoliły na integrację rynków, zapewniając nowe przepustowości w systemie przesyłowym zarówno na kierunku importowym, jak i eksportowym.

Polska – Dania (Baltic Pipe)

To strategiczny projekt infrastrukturalny, którego celem było utworzenie nowego korytarza dostaw paliw gazowych na europejskim rynku. Umożliwia on przesyłanie paliwa gazowego bezpośrednio ze złóż zlokalizowanych w Norwegii na rynki w Danii i w Polsce, a także pośrednio do odbiorców w sąsiednich krajach. Projekt Baltic Pipe umożliwia także dostawy paliw gazowych z Polski na rynek duński i szwedzki. Dywersyfikacja dostaw poprzez umożliwienie dostępu do jego bezpośrednich źródeł w istotny sposób wpływa na poprawę bezpieczeństwa energetycznego całego regionu. Przesył gazociągami Baltic Pipe uruchomiony został 1 października 2022 r. Gazociągi i tłocznia Baltic Pipe w Danii uzyskały docelowe parametry techniczne i mogą przesyłać 10 mld m³ rocznie, począwszy od 30 listopada 2022 r.

Polska – Litwa

Głównym celem realizacji tego projektu było połączenie odizolowanych rynków gazu państw bałtyckich (Litwy, Łotwy i Estonii) z rynkami gazu Unii Europejskiej za pośrednictwem nowego dwukierunkowego gazociągu. Obecnie gazociąg wspiera integrację rynków gazu w rejonie Morza Bałtyckiego, zwiększa dywersyfikację dostaw gazu do krajów bałtyckich i Finlandii. Połączenie umożliwia dwukierunkowy przesył paliw gazowych (przepustowość techniczna: w kierunku Polski 1,9 mld m³/rok, w kierunku Litwy 2,4 mld m³/rok).

Polska – Słowacja

Interkonektor Polska – Słowacja to część europejskiej inicjatywy związanej z budową Korytarza Północ – Południe. Połączenie to przyczyniło się do zwiększenia regionalnego bezpieczeństwa dostaw oraz integracji rynków gazu w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej. W wyniku realizacji projektu, kraje regionu uzyskały bezpośredni dostęp do nowych źródeł dostaw gazu z kierunku północnego – takich jak w pełni operacyjne terminale LNG na Morzu Bałtyckim (Terminal LNG w Świnoujściu, Kłajpeda LNG poprzez Interkonektor Polska-Litwa) oraz z Norwegii (Baltic Pipe), jak również z kierunku południowego. Pozwala to na poprawę efektywności rynków gazu w regionie Europy Środkowo-Wschodniej. Połączenie Polska – Słowacja komercyjne uruchomiono 12 listopada 2022 r. i umożliwia dwukierunkowy przesył gazu (przepustowość techniczna: w kierunku Polski 5,7 mld m³/rok, w kierunku Słowacji 4,7 mld m³/rok)²⁷.

²⁷ Krajowy dziesięcioletni plan rozwoju systemu przesyłowego na lata 2024-2033, GAZ-SYSTEM S.A.

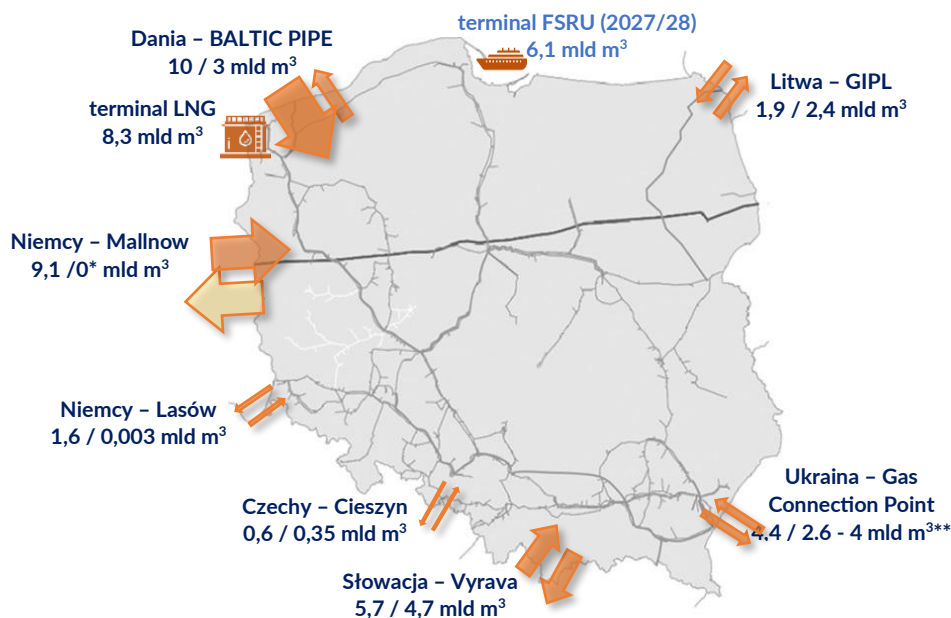
Plany rozbudowy połączeń międzysystemowych

FSRU w Zatoce Gdańskiej

Terminal FSRU (ang. Floating Storage Regasification Unit) w Zatoce Gdańskiej jest jednym ze strategicznych projektów energetycznych Polski. Celem inwestycji jest stworzenie nowej infrastruktury, która umożliwi odbiór skroplonego gazu ziemnego (ang. liquefied natural gas – LNG) dostarczanego drogą morską z różnych rejonów świata. Realizacja projektu zwiększy bezpieczeństwo energetyczne kraju oraz państw regionu Europy Środkowo-Wschodniej. Inwestycja obejmuje m.in. zacumowanie w Zatoce Gdańskiej pływającego terminalu FSRU przystosowanego do odbioru i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego oraz świadczenia usług dodatkowych. Elementami przedsięwzięcia są również budowa gazociągu podmorskiego oraz rozbudowa krajowej sieci gazociągów przesyłowych, dzięki czemu możliwy będzie przesył gazu z Gdańska do centralnej Polski.

Komisja Europejska przyznała projektowi dofinansowanie bezzwrotne w ramach instrumentu „Łącząc Europę” (ang. Connecting Europe Facility – CEF). Terminal FSRU przystosowany będzie do prowadzenia procesu regazyfikacji na poziomie 6,1 mld m³ gazu ziemnego rocznie. Termin zakończenia inwestycji przewidziany jest na 2027 r., natomiast przyjęcie pierwszej jednostki ma nastąpić w 2028 r.²⁸. W ramach REPowerEU wdrażana jest również inwestycja umożliwiająca transport gazu z Terminalu FSRU, polegająca na budowie gazociągu na odcinku Gdańsk-Gustorzyn, na którą przeznaczone jest 65 mln EUR w formie pożyczki.

Oprócz wymienionych wcześniej projektów, ważnymi dla bezpieczeństwa pokrycia zapotrzebowania na gaz ziemny w kraju jest kontynuacja prac związanych z utrzymaniem dotychczasowego poziomu wydobycia krajowego (według ocen PIG, istnieją przesłanki odkrycia nowych znaczących złóż gazu ziemnego). Poniżej przedstawiono połączenia systemowe, wraz ze zdolnościami importowo-eksportowymi oraz terminale LNG.



Liczba z lewej – import, liczba z prawej – eksport

*1 044 tys. m³/h – przepustowość w kierunku Niemiec na zasadach przerywanych.

**wartość w przeliczeniu na rok, różnica w wartościach wynika ze zmiennych możliwości systemu w zakresie eksportu w kierunku Ukrainy.

Rysunek 4.5. Połączenie międzysystemowe sieci gazowej

²⁸ „terminal FSRU w Zatoce Gdańskiej” – OGP Gaz-System

Opracowanie własne ME.

Rozwój połączeń transgranicznych – prognoza

W poniższej tabeli (Tabela 4.6) przedstawiono zdolności przesyłowe międzysystemowych punktów wejścia do polskiego systemu gazowego w perspektywie 2040 r.

Tabela 4.6 Prognoza parametrów transgranicznych punktów wejścia do systemu przesyłowego gazowego

Punkt graniczny	Połączenie	2015		2020		2025		2030		2035		2040	
		Zdolność przesyłowa roczna bez korekty temp. [mln m ³ w 0°C]	po korekcie temp. [mln m ³ w 15°C]	Zdolność przesyłowa roczna bez korekty temp. [mln m ³ w 0°C]	po korekcie temp. [mln m ³ w 15°C]	Zdolność przesyłowa roczna bez korekty temp. [mln m ³ w 0°C]	po korekcie temp. [mln m ³ w 15°C]	Zdolność przesyłowa roczna bez korekty temp. [mln m ³ w 0°C]	po korekcie temp. [mln m ³ w 15°C]	Zdolność przesyłowa roczna bez korekty temp. [mln m ³ w 0°C]	po korekcie temp. [mln m ³ w 15°C]	Zdolność przesyłowa roczna bez korekty temp. [mln m ³ w 0°C]	po korekcie temp. [mln m ³ w 15°C]
Świnoujście (zdolność regazyfikacji)	Terminal LNG	5 000	5 274	6 200	6 572	8 300	8 798	8 300	8 798	8 300	8 798	8 300	8 798
Lasów	Polska- Niemcy	1 577	1 663	1 577	1 663	1 577	1 663	1 577	1 663	1 577	1 663	1 577	1 663
Gubin	Polska- Niemcy	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Brieskow- Finkenheerd / Słubice EWE	Polska- Niemcy	228	240	228	240	228	240	228	240	228	240	228	240
Branice	Polska- Czechy	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Cieszyn	Polska- Czechy	911	961	911	961	911	961	911	961	911	961	911	961
Drozdowice / Hermanowice	Polska- Ukraina	5 694	6 006	5 694	6 006	4 400	4 664	4 400	4 664	4 400	4 664	4 400	4 664
Tietierowka k/Białegostoku	Polska- Białoruś	237	249	237	249	0	0	0	0	0	0	0	0
Wysokoje k/Janowa Podlaskiego	Polska- Białoruś	5 475	5 775	5 475	5 775	0	0	0	0	0	0	0	0
Włocławek*	Polska- Białoruś	8 760	9 240	8 760	9 240	8 760	9 240	8 760	9 240	8 760	9 240	8 760	9 240
Lwówek*	Polska- Białoruś	2 365	2 495	2 365	2 495	2 365	2 495	2 365	2 495	2 365	2 495	2 365	2 495
Kondratki k/Białegostoku EUROPOL	Polska- Białoruś	33 744	35 594	33 744	35 594	0	0	0	0	0	0	0	0
Kamminke k/Świnoujścia	Polska- Niemcy	131	139	131	139	131	139	131	139	131	139	131	139

Punkt graniczny	Połączenie	2015		2020		2025		2030		2035		2040	
		Zdolność przesyłowa roczna		Zdolność przesyłowa roczna		Zdolność przesyłowa roczna		Zdolność przesyłowa roczna		Zdolność przesyłowa roczna		Zdolność przesyłowa roczna	
		bez korekty temp. [mln m ³ w 0°C]	po korekcie temp. [mln m ³ w 15°C]	bez korekty temp. [mln m ³ w 0°C]	po korekcie temp. [mln m ³ w 15°C]	bez korekty temp. [mln m ³ w 0°C]	po korekcie temp. [mln m ³ w 15°C]	bez korekty temp. [mln m ³ w 0°C]	po korekcie temp. [mln m ³ w 15°C]	bez korekty temp. [mln m ³ w 0°C]	po korekcie temp. [mln m ³ w 15°C]	bez korekty temp. [mln m ³ w 0°C]	po korekcie temp. [mln m ³ w 15°C]
Hermanowice / Drozdowice	Polska-Ukraina	2 190	2 310	2 190	2 310	2 190	2 310	2 190	2 310	2 190	2 310	2 190	2 310
Mallnow k/Stubic EUROPOL	Polska-Niemcy	30 660	32 342	30 660	32 342	30 660	32 342	30 660	32 342	30 660	32 342	30 660	32 342
Mallnow k/Stubic EUROPOL rewers	Polska-Niemcy	6 090	6 424	6 090	6 424	6 090	0	0	0	0	0	0	0
Baltic Pipe	Polska-Dania	0	0	0	0	10 000	9 125	9 125	9 125	9 125	9 125	9 125	9 125
FSRU Zatoka Gdańska	Pływający terminal LNG	0	0	0	0	0	0	6 100	6 500	6 100	6 500	6 100	6 500

Źródło: ARE SA

4.2. Infrastruktura do przesyłu energii

4.2.1. Energia elektryczna

a) Kluczowe parametry istniejącej infrastruktury przesyłowej energii elektrycznej.

Operatorem systemu przesyłowego (OSP) – zdefiniowanym w ustawie Prawo energetyczne - jest przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, jest spółka Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Wynika to z koncesji wydanej przez Prezesa URE w dniu 16 czerwca 2014 r., na okres od 2 lipca 2014 r. do 31 grudnia 2030 r.

PSE S.A. jest właścicielem i zarządzającym siecią przesyłową najwyższych napięć, którą tworzyło (stan na 31 grudnia 2024 r.):

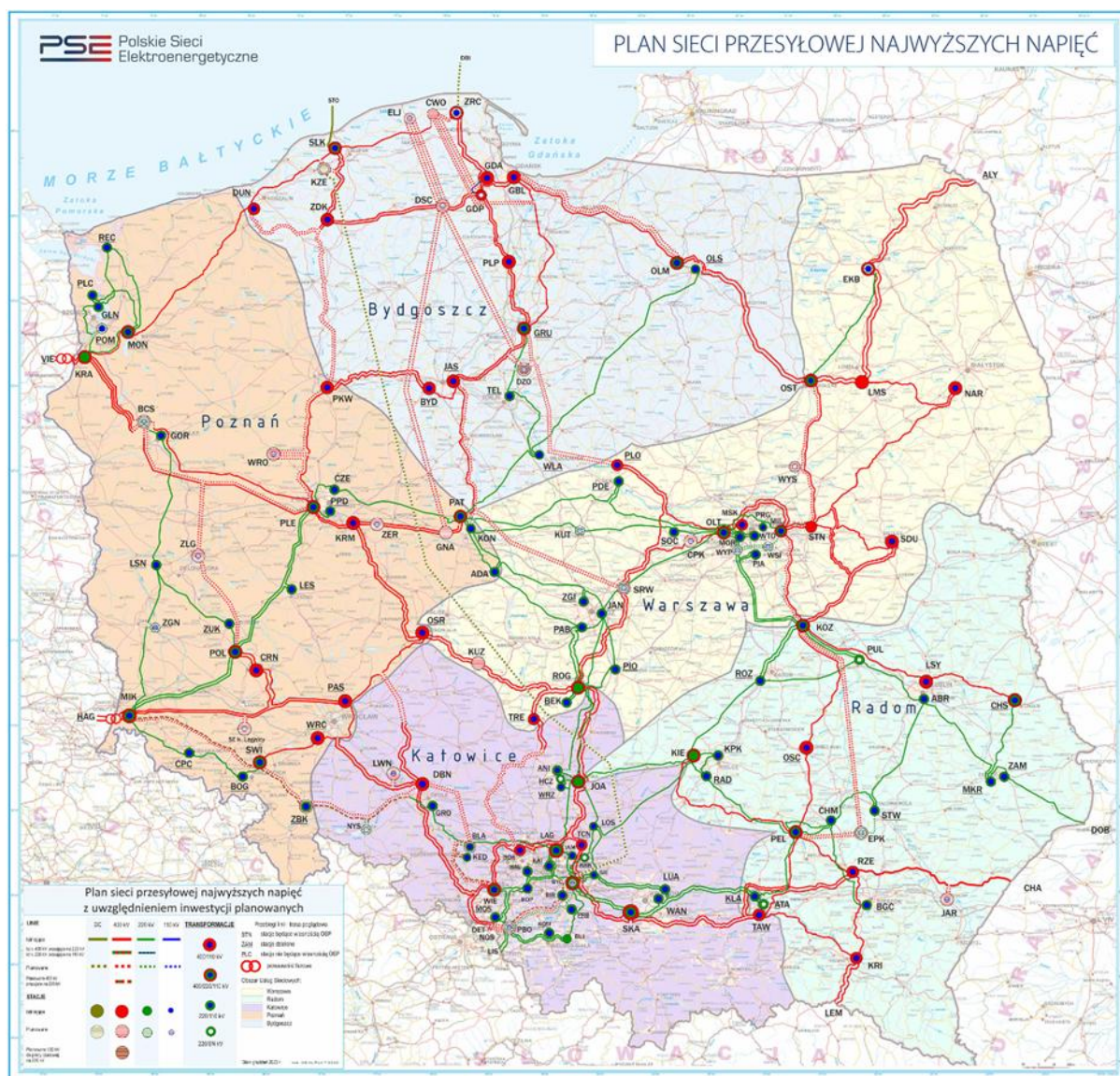
- 311 linii o łącznej długości 16 601km, w tym:
 - 140 linii o napięciu 400 kV, o łącznej długości 9 416km,
 - 171 linii o napięciu 220 kV, o łącznej długości 7 183 km,
 - 110 stacji najwyższych napięć (NN),
- podmorskie połączenie 450 kV DC Polska – Szwecja, o całkowitej długości 254 km, z czego 127 km należy do PSE S.A.

Charakterystykę głównych pozycji infrastruktury technicznej krajowego podsektora przesyłu oraz dystrybucji energii elektrycznej przedstawiono w tabeli (Tabela 4.7). Aktualny schemat sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć, przedstawia rysunek poniżej (Rysunek 4.6).

Tabela 4.7. Charakterystyka krajowych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych

Wyszczególnienie	Jednostka miary	2005	2010	2015	2020	2022
DŁUGOŚĆ LINII ELEKTROENERGETYCZNYCH NAPOWIETRZNYCH:						
- wysokie napięcia (NN+WN)	km	45 378	46 112	47 177	48 923	49 661
750 kV	km	114	114	114	114	114
400 kV	km	4 831	5 303	5 984	7 823	8 490
220 kV	km	8 123	8 088	8 054	7 461	7 369
110 kV	km	32 310	32 607	33 025	33 525	33 688
- średnie napięcia (SN)	km	233 855	234 741	233 044	227 043	225 032
- niskie napięcia (nN)	km	286 994	289 977	316 589	317 205	321 393
Razem wszystkie napięcia	km	566 227	570 830	596 810	593 171	596 086
DŁUGOŚĆ LINII KABLOWYCH:						
- wysokie napięcia (NN+WN)	km	79	164	467	769	951
- średnie napięcia (SN)	km	61 988	68 998	79 382	92 651	97 345
- niskie napięcia (nN)	km	125 776	140 320	160 510	177 159	185 834
Razem wszystkie napięcia	km	187 843	209 482	240 359	270 579	284 130
LICZBA STACJI O GÓRNYM NAPIĘCIU:						
400 i 750 kV	szt.	31	35	44	53	50
220 kV	szt.	67	67	64	61	62
110 kV	szt.	1 356	1 405	1 517	1 574	1 639
- średnie napięcia (SN)	szt.	236 067	246 562	258 835	269 726	274 088
Razem wszystkie napięcia	szt.	237 521	248 069	260 460	271 414	275 839
LICZBA TRANSFORMATORÓW SIECIOWYCH O PRZEKŁADNI:						
- NN/(NN+WN)	szt.	168	185	202	224	220
- WN/SN	szt.	2 527	2 553	2 744	2 882	2 975
- SN/SN	szt.	264	1 215	1 183	1 191	1 260
- SN/nN	szt.	237 595	247 479	258 847	267 402	271 142
Razem	szt.	240 554	251 432	262 976	271 699	275 597
MOC TRANSFORMATORÓW SIECIOWYCH O PRZEKŁADNI:						
- NN/(NN+WN)	MVA	37 812	42 302	50 610	62 400	61 119
- WN/SN	MVA	46 904	49 700	56 202	62 789	65 218
- SN/SN	MVA	1 055	5 280	5 305	5 560	6 108
- SN/nN	MVA	40 858	44 135	48 356	52 449	53 946
Razem	MVA	126 629	141 417	160 473	183 198	186 391
LICZBA PRZYŁĄCZY:						
- napowietrznych	tys. szt.	5 633	5 635	5 479	5 315	5 245
- kablowych	tys. szt.	719	989	1 285	1 950	2 136
Razem	tys. szt.	6 352	6 624	6 764	7 265	7 381
DŁUGOŚĆ PRZYŁĄCZY:						
- napowietrznych	km	119 829	120 595	115 223	109 966	109 172
- kablowych	Km	23 837	32 320	44 610	60 214	66 548
Razem	km	143 666	152 915	159 833	170 180	175 720

Źródło: ARE S.A. na podstawie wyników badania 1.44.02.



Rysunek 4.6. Schemat sieci przesyłowej z naniesionymi obszarami działania poszczególnych oddziałów PSE S.A (stan na 31.12.2023 r.)

PSE S.A. realizują inwestycje w rozwój sieci na podstawie Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego, przygotowywanego przez PSE i zatwierdzanego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Plan Rozwoju skupia się na inwestycjach wspierających transformację energetyczną Polski (w tym integrację znacznych mocy OZE z Krajowym Systemem Energetycznym), oraz wspierających bezpieczeństwo pracy KSE. W okresie 2015-2019, PSE przekazało łącznie 7,7 mld PLN na inwestycje, co pozwoliło na zmodernizowanie 344 linii elektroenergetycznych, i 54 stacji elektroenergetycznych. Dodatkowo w ramach tych środków powstało 6 nowych stacji i 1440 nowych linii elektroenergetycznych. Z kolei w okresie 2020-2022 nakłady inwestycyjne wyniosły 3,35 mld PLN, i kolejne ok. 7 mld PLN było planowane przez PSE do zainwestowania w latach 2023-2024. Z funduszy tych ma powstać kolejne 2 784 nowe linie i 3 stacje elektroenergetyczne.

Tabela 4.8. Nakłady inwestycyjne w OSP ogółem [mln PLN]

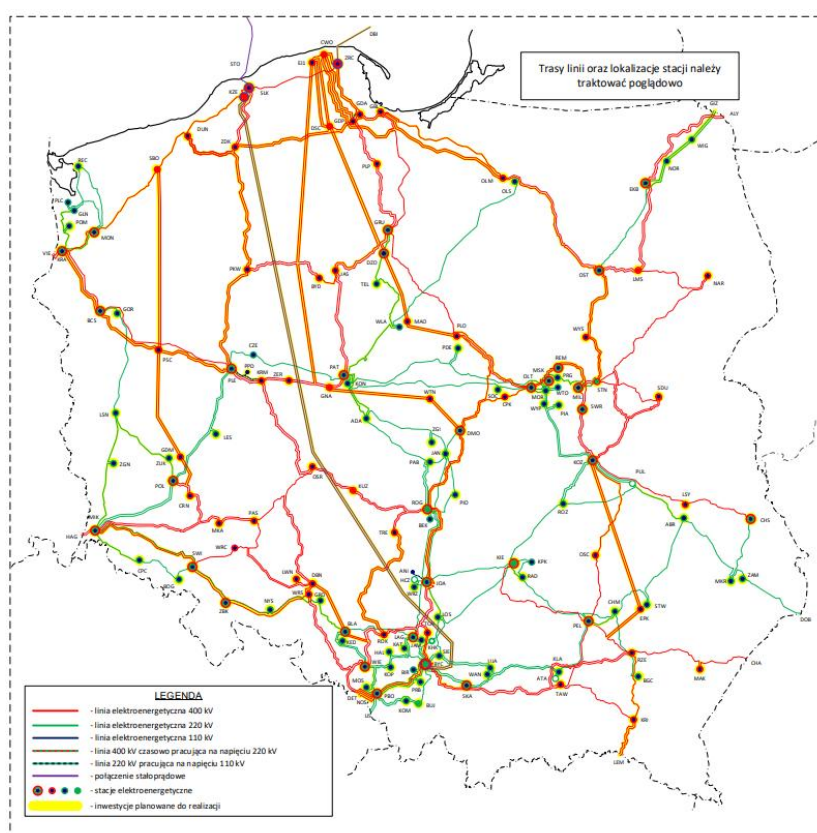
Nakłady inwestycyjne	2005	2010	2015	2020	2022
OSP	481,9	492,6	1 536,1	1 109,6	1 269,5

Źródło: ARE SA

b) Prognozy dotyczące wymogów w zakresie rozbudowy sieci, co najmniej do 2030 r. (z uwzględnieniem perspektywy do 2040 r.)

Co kilka lat Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. publikuje Plany Rozwoju Systemu Przesyłowego. Najnowszy Plan Rozwoju został zatwierdzony przez Prezesa URE w dn. 20 grudnia 2024 r. i obejmuje swoim zakresem analizę rozwoju sieci na okres 2025-2034. Dokument ten stanowi podstawę planowania inwestycji przez krajowego operatora sieci przesyłowych. W ramach dokumentu tego rozpoznane zostały kluczowe dla przyszłości bezpieczeństwa sieci czynniki, takie jak:

- Dywersyfikacja majątku wytwórczego (wzrost udziału OZE i spadek znaczenia źródeł konwencjonalnych)
- Spodziewany dalszy rozwój źródeł wytwórczych wiatrowych i fotowoltaicznych
- Wzrost szczytowego zapotrzebowania na moc w kraju
- Rozwój elektromobilności i technologii magazynowania energii
- Przygotowanie sieci na odbiór mocy ze źródeł morskich farm wiatrowych i elektrowni jądrowej



Rysunek 4.7. Schemat sieci przesyłowej ze zmianami wynikającymi z realizacji planowanych zadań inwestycyjnych wg scenariusza

Źródło: Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025 - 2034, PSE S.A.

We wspomnianym planie zidentyfikowano działania inwestycyjne w zakresie rozbudowy i modernizacji sieci. W ramach planu przewidziano również zadania z zakresu inwestycji w teleinformatykę sieci przesyłowych, a także działania inwestycyjne w zakresie budynków i budowli oraz regulacji stanu prawnego nieruchomości.

W efekcie tych wszystkich działań ma powstać:

- 1615 km nowych linii stałoprądowych HVDC,
- 4 825 km nowych linii 400 kV,
- 263 km nowych linii 220 kV,
- 1 440 km zmodernizowanych linii 400 kV,

- 1 721 km zmodernizowanych linii 220 kV,
- 7 500 MVA nowych zdolności transformacji 400/220 kV,
- 30 990 MVA nowych zdolności transformacji 400/110 kV,
- 8 110 MVA nowych zdolności transformacji 220/110 kV,
- 2 400 MVar nowych zdolności kompensacji mocy biernej.

Oprócz oddania do eksploatacji nowych elementów infrastruktury nastąpi wycofanie z użytku najstarszych urządzeń. Szacowane przez PSE S.A. nakłady inwestycyjne na realizację założonych inwestycji mają wynieść ponad 64,3 mld zł.

Również Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych przedstawili swoje Plany Rozwoju na najbliższe lata. W planach tych nie podano informacji na temat prognozowanych nakładów inwestycyjnych, przedstawiono jednak zakres planowanych modernizacji i rozbudowy sieci.

PGE Dystrybucja S.A. planuje do 2027 r. osiągnąć 30% udział sieci kablowych w sieci SN. Według stanu na 2023 r., spółka rozpoznała 1672 zadania związane z przyłączeniem nowych odbiorców oraz 1460 zadania związane z przyłączeniem nowych źródeł do sieci dystrybucyjnej.

TAURON Dystrybucja S.A. w ramach swojego planu rozwoju przewiduje kilkadziesiąt tysięcy zadań inwestycyjnych, od przyłączenia nowych odbiorców i wytwórców, poprzez modernizację istniejącej infrastruktury sieciowej, po kontynuację procesu wymiany liczników na inteligentne.

ENERGA Operator S.A. w swoim dokumencie przedstawiła plany przyłączenia 917 nowych odbiorców oraz 395 nowych źródeł wytwórczych. W Planie Rozwoju wymieniono również 559 zadań inwestycyjnych związanych z modernizacją i odtworzeniem majątku sieciowego.

ENEA Operator Sp. z o. o. w ramach Planu Rozwoju rozpoznała konieczność przyłączenia 953 nowych odbiorców i 192 nowych źródeł wytwórczych. Zidentyfikowano również 733 inwestycje związane z odtworzeniem i modernizacją majątku sieciowego.

Wszystkie przedsiębiorstwa dystrybucyjne są również zobowiązane prawem energetycznym do zainstalowania liczników energii elektrycznej klasy AMI do 2028 r. u co najmniej 80% swoich odbiorców podłączonych na niskim napięciu.

4.2.2. Gaz ziemny

Operatorem systemu przesyłowego gazu ziemnego w Polsce jest spółka OGP GAZ-SYSTEM S.A. Operator systemu przesyłowego został wyznaczony decyzją Prezesa URE z 2006 r. Jego głównymi zadaniami są: zarządzanie krajową siecią przesyłową, eksploatacja terminalu skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu oraz zapewnienie ciągłego niezawodnego przesyłania gazu pomiędzy źródłami i odbiorcami w Polsce. Koncesja operatora systemu przesyłowego GAZ-SYSTEM S.A. jest ważna do 6 grudnia 2068 r.

W 2023 r. spółka GAZ-SYSTEM S.A. zarządzała siecią gazociągów przesyłowych, o długości 12,8 tys. km. W systemie przesyłowym operowało 66 punktów wejścia – zarówno importowych jak i eksportowych, (punkty dostaw gazu z kopalń lub tłoczni gazu) oraz 880 punktów wyjścia z systemu (głównie połączenia z systemami dystrybucyjnymi i punktami odbioru gazu przez odbiorców końcowych).

Tabela 4.9. Charakterystyka techniczna Krajowego Systemu Przesyłowego

Element Systemu Przesyłowego	Jednostka	2011	2015	2020	2023
Gazociągi systemowe	km	9 853	10 996	11 056	12 806
Węzły systemowe	szt.	57	58	34	36
Tłocznie gazu		14	14	15	14

Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A.

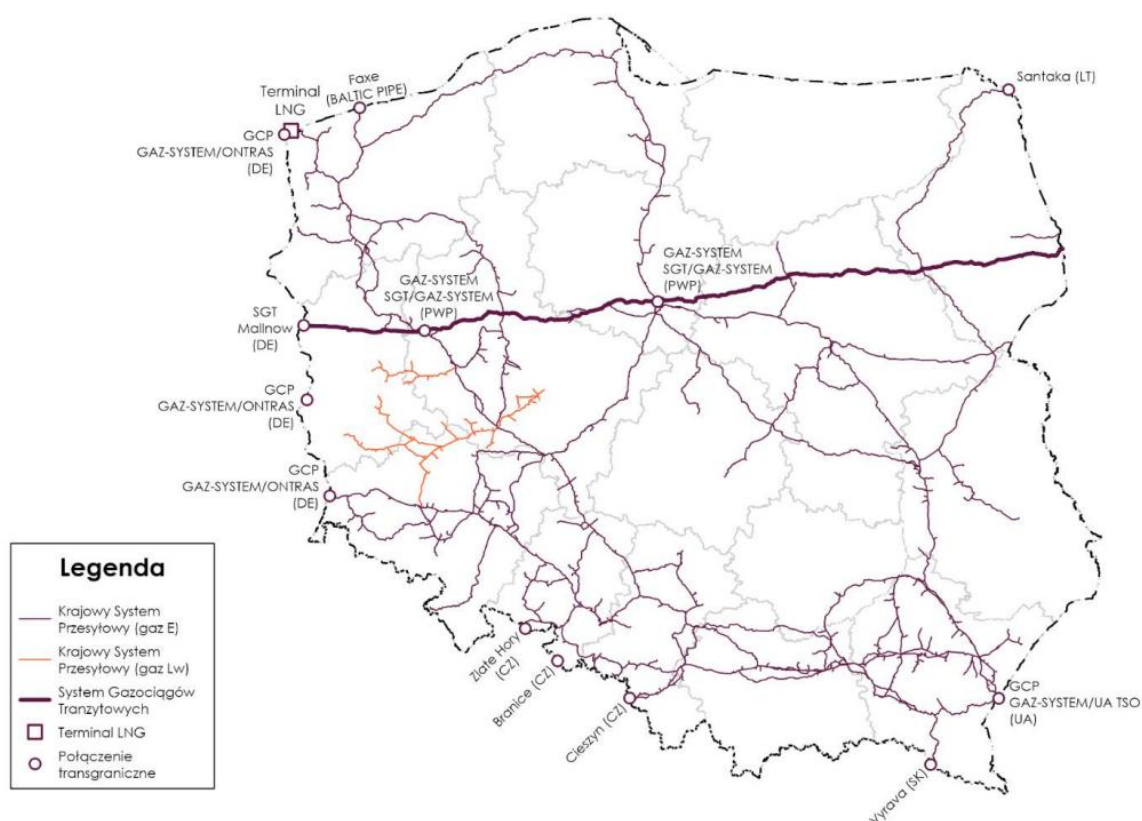
System przesyłowy składa się z dwóch współpracujących ze sobą systemów:

- Systemu Gazociągów Tranzytowych,
- Krajowego Systemu Przesyłowego, na który składają się dwa systemy gazu ziemnego:
 - wysokometanowego E,
 - zaazotowanego Lw.

System przesyłowy zasilany jest w gaz z następujących Punktów Wejścia:

- 1) Punkty wejścia związane z importem gazu:
 - a) Granica wschodnia:
 - i) GCP GAZ-SYSTEM / UA TSO – granica polsko-ukraińska (Hermanowice PL / Drozdowicze UA);
 - b) Granica zachodnia:
 - i) Lasów – granica polsko-niemiecka,
 - ii) Mallnow – granica polsko-niemiecka (punkt wejścia / wyjścia do/z SGT);
 - c) Granica południowa:
 - i) Cieszyn – granica polsko-czeska,
 - ii) Vyrava – granica polsko-słowacka;
 - d) Północ kraju:
 - i) Terminal LNG w Świnoujściu,
 - ii) Santaka – granica polsko-litewska,
 - iii) Baltic Pipe;
 - e) KSP współpracuje z SGT poprzez:
 - i) Punkt Wzajemnego Połączenia (PWP), na który składają się fizyczne punkty we Włocławku i Lwówku;
- 2) Połączenia realizujące import lokalny:
 - a) Branice – granica polsko-czeska,
 - b) Gubin – granica polsko-niemiecka;
- 3) Punkty wejścia związane ze złożami krajowymi:
 - a) w systemie gazu wysokometanowego,
 - b) w systemach gazu zaazotowanego;
- 4) Odazotownia Odolanów, Odazotownia Grodzisk;
- 5) Punkty wejścia związane z siedmioma Podziemnymi Magazynami Gazu (PMG), które podczas realizacji odbioru gazu są punktami wejścia do systemu.

System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego obejmuje swoim zasięgiem fragmenty zachodniej Polski na obszarze 3 województw: lubuskiego, wielkopolskiego oraz dolnośląskiego. Zasilany jest gazem ze złóż zlokalizowanych na Niżu Polskim przez kopalnie gazu: Kościan-Brońsko, Białcz, Radlin, Kaleje (Mchy) oraz Roszków. Dodatkowo system jest zasilany gazem z kopalni Wielichowo, który do osiągnięcia parametrów gazu podgrupy Lw potrzebuje domieszania gazu wysokometanowego w mieszalni gazu Grodzisk Wielkopolski. Poglądowy układ systemów przedstawiony został na rysunku (Rysunek 4.10).



Rysunek 4.8. System przesyłowy gazu ziemnego

Istotnym elementem infrastruktury gazowej są magazyny gazu ziemnego wysokometanowego. Obecnie funkcjonuje w Polsce siedem podziemnych magazynów gazu ziemnego. Ich parametry techniczne zostały przedstawione w poniższej tabeli (Tabela 4.10).

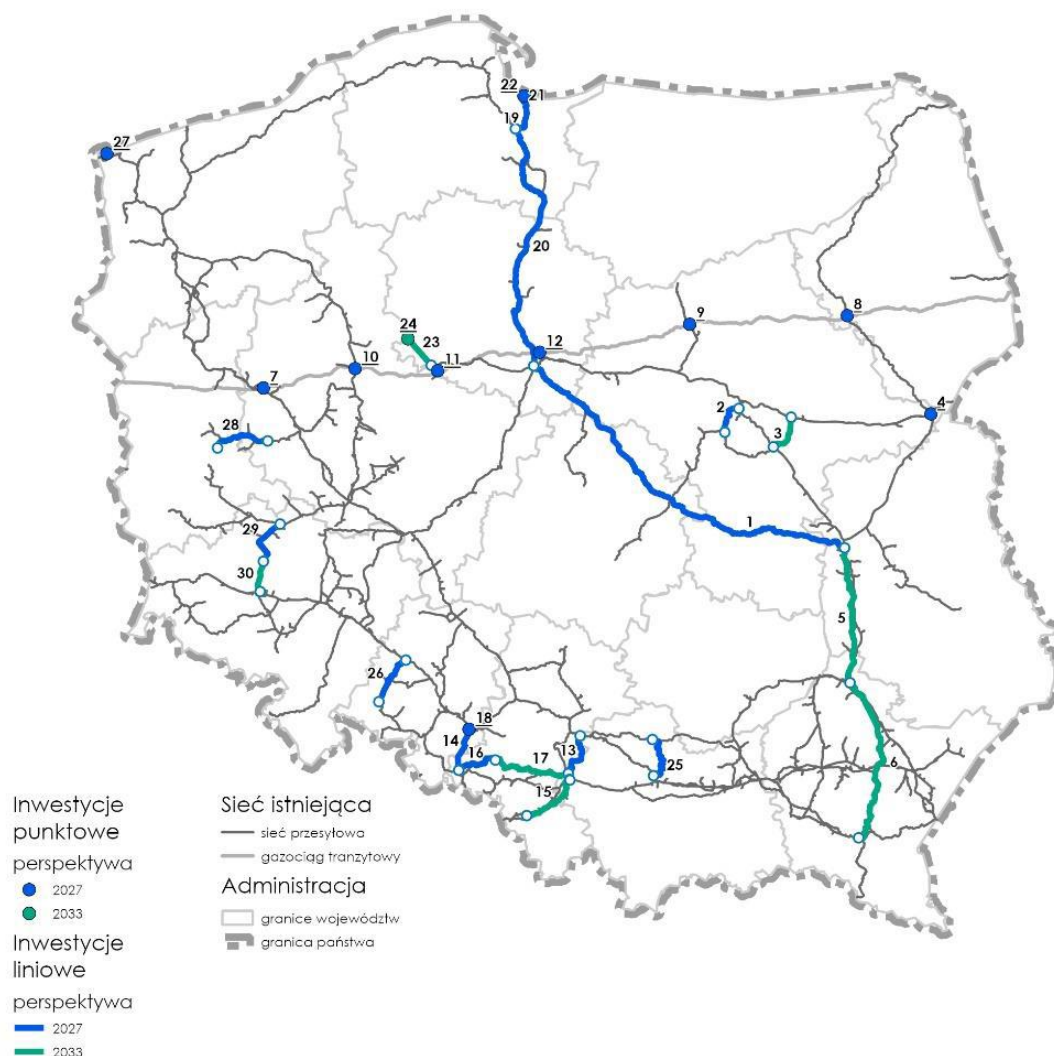
Tabela 4.10. Maksymalne zdolności instalacji magazynowych w sezonie 2023/2024

Grupa instalacji	Magazyn	Pojemność czynna		Max. moc załaczania		Max. moc odbioru	
		mln m ³	GWh	mln m ³ /dobę	GWh/dobę	mln m ³ /dobę	GWh/dobę
GIM Kawerna	KPMG Mogiła	580,9	6 521,40	9,60	106,90	18,00	200,50
	KPMG Kosakowo	296,8	2 669,30	2,40	26,80	9,60	107,00
GIM Sanok	KPMG Husów	500,00	5 650,00	4,15	46,70	5,76	64,60
	KPMG Strachocina	460,0	4 078,80	2,64	29,70	3,36	37,90
	KPMG Swarzędów	90	1 013,40	1,00	10,7	0,93	10,40
	KPMG Brzeźnica	100,00	1 126,00	1,44	16,20	1,44	16,10
GIM Wierchowice	KPMG Wierchowice	1 300,00	14 729,00	9,60	107,50	14,40	158,40
SUMA		3 327,72	37 510,9	32,03	358,98	53,47	595,2

Źródło: Gas Storage Poland sp. z o.o. , <https://ipi.gasstoragepoland.pl/pl/strona-glowna/>

Plany rozbudowy gazowej infrastruktury przesyłowej

Prognozy rozwoju sieci przesyłowej gazu ziemnego są przygotowywane przez GAZ-SYSTEM S.A. w ramach Krajowego Dziesięcioletniego Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego. Obecna wersja tego dokumentu obejmuje swoim zakresem okres 2026-2035.



Rysunek 4.9. Najważniejsze inwestycje planowane w perspektywie do 2035 r.

Źródło: Krajowy dziesięcioletni plan rozwoju systemu przesyłowego na lata 2026-2035, GAZ-SYSTEM S.A.

Wybrane kluczowe inwestycje, planowane do realizacji do 2035 r.:

- 1) Gazociąg Skoczów – Komorowice – Oświęcim,
- 2) Gazociąg Oświęcim – Tworzeń,
- 3) Gazociąg Oświęcim – Racibórz,
- 4) Gazociąg Kędzierzyn – Racibórz,
- 5) Gazociąg Kolnik – Gdańsk,
- 6) Gazociąg Kolnik – Gustorzyn
- 7) Gazociągi zasilające Warszawę,
- 8) Układ łączący korytarz C-E z korytarzem N-S,
- 9) Gazociąg PMG Damasławek – Mogilno,
- 10) Tłocznia gazu Lwówek wraz z rozbudową węzła Lwówek,

- 11) Połączenie Krajowego Systemu Przesyłowego z Systemem Gazociągów Tranzytowych w Zambrowie, Ciechanowie, Wydartowie, Włocławku i Długiej Goślinie.

Oprócz inwestycji zidentyfikowanych jako strategiczne dla rozwoju Krajowego Systemu Przesyłowego Gazu, w planie zostały przedstawione liczne mniejsze inwestycje, zarówno modernizacyjne jak i rozbudowujące istniejące moce przesyłowe i tłoczenia gazu ziemnego.

4.2.3. Ropa naftowa i paliwa ciekłe

Krajowe złoża ropy naftowej pozwalają na pokrycie zaledwie kilku procent rocznego zapotrzebowania na ten surowiec (w latach 2020-2022 krajowa produkcja pokrywała od 3,5 do 4% zapotrzebowania na ropę naftową). Przez wiele lat większość importowanej ropy naftowej pochodziło z kierunku wschodniego. Obecnie, w wyniku konsekwentnej realizacji strategii dywersyfikacji kierunków dostaw tego surowca oraz wydarzeń międzynarodowych, ropa z Rosji nie jest już importowana do Polski. Zamiast tego, głównym kierunkiem importu w 2023 r. stała się Arabia Saudyjska, a na drugim miejscu znalazła się Norwegia.

Zmiana dotychczasowych kierunków zaspokajania krajowego zapotrzebowania była możliwa dzięki rozbudowanej infrastrukturze, głównie dzięki terminalowi naftowemu w Gdańsku, którego przepustowość (36 mln ton ropy naftowej i 4 mln ton produktów naftowych rocznie) jest wystarczająca do pełnego pokrycia zapotrzebowania polskich rafinerii.

Krajowe pojemności magazynowe na ropę naftową i paliwa wynoszą około 15 mln m³ i są wystarczające do utrzymywania zapasów interwencyjnych, jak również pokrycia potrzeb handlowych i operacyjnych podmiotów rynkowych.

Infrastruktura do przesyłu ropy naftowej składa się z trzech odcinków:

- 1) Odcinek Wschodni rurociągu „Przyjaźń” łączy Bazę Zbiornikową w Adamowie, zlokalizowaną przy granicy z Białorusią, z Bazą Surowcową w Miszewku Strzałkowskim koło Płocka. Odcinek ten osiąga przepustowość 50 mln ton ropy naftowej rocznie;
- 2) Odcinek Zachodni rurociągu „Przyjaźń” łączy Bazę Surowcową w Miszewku Strzałkowskim z parkiem zbiornikowym MVL zlokalizowanym w Schwedt. Tą częścią magistrali płynie surowiec dla dwóch niemieckich rafinerii: PCK Raffinerie GmbH Schwedt oraz TOTAL RaffinerieMitteldeutschland GmbH w Spergau. Odcinek Zachodni rurociągu „Przyjaźń” osiąga wydajność 27 mln ton ropy naftowej rocznie;
- 3) Rurociąg Pomorski łączy Bazę Manipulacyjną w Gdańsku z Bazą Surowcową w Miszewku Strzałkowskim. Dzięki tej trasie PERN zabezpiecza transport surowca z dostaw morskich przez Port w Gdańsku (Naftoport). Rurociągiem Pomorskim można transportować surowiec w dwóch kierunkach. Na trasie Gdańsk-Płock jego przepustowość wynosi ok. 30 mln ton ropy naftowej rocznie, zaś w przeciwnym kierunku rurociąg osiąga wydajność ok. 27 mln ton na rok.

PERN S.A. dysponuje również siecią rurociągów produktowych, służących do transportu produktów naftowych w trzech kierunkach:

- 1) Płock – Nowa Wieś Wielka – Rejowiec (kierunek: Bydgoszcz – Poznań):
 - a) Na trasie z Płocka do Nowej Wsi Wielkiej istnieje możliwość transportowania rocznie 2,8 mln m³ paliw. Przedłużeniem rurociągu do Rejowca można przesłać 2,2 mln m³ paliw na rok.
- 2) Płock – Mościska – Emilianów (kierunek: Warszawa)
 - a) Rurociągiem tym można transportować z Płocka do Mościsk około 2,1 mln m³ a do Emilianowa około 1,5 mln m³ paliw rocznie.
- 3) Płock – Koluszki – Boronów (kierunek: Łódź – Częstochowa)
 - a) Trasa Płock – Koluszki osiąga roczną przepustowość na poziomie 4,9 mln m³ paliw, zaś jego przedłużenie z Koluшек do Boronowa około 2,4 mln m³ paliw rocznie.



LEGENDA

Bazy paliw PERN	Bazy Magazynowe Ropy PERN	Terminal Naftowy PERN	Inne Bazy Paliw	Rurociągi surowcowe PERN	Rurociągi produktowe PERN	Rurociąg produktowy Boronów - Trzebina
Laboratoria PERN	Naftoport	Rafinerie	IKS Solino	Inne rurociągi surowcowe	Inne rurociągi produktowe	

Rysunek 4.10. Poglądowy układ infrastruktury spółki PERN S.A. (stan na 2024 r.)

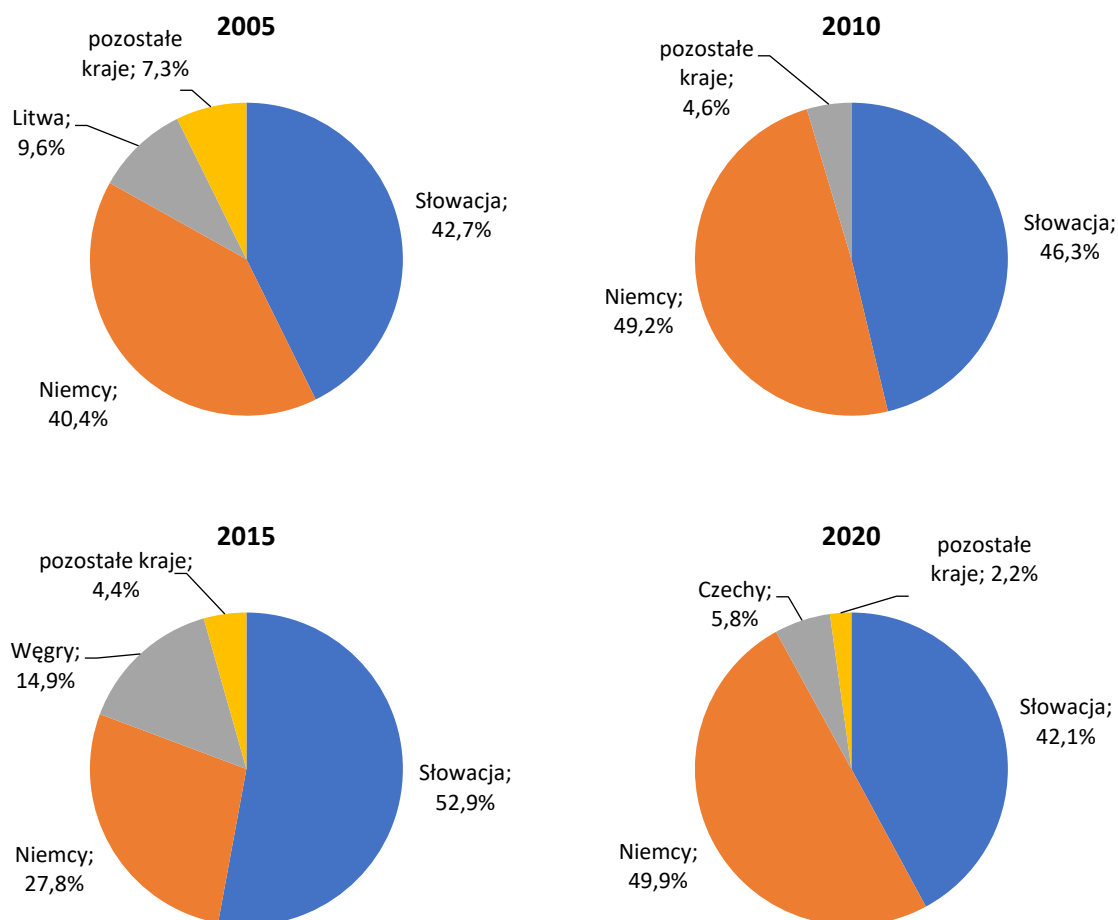
Źródło: PERN S.A.

W procesie przerobu ropy naftowej, produkcja paliw ciekłych prowadzona jest w rafineriach należących głównie do Grupy ORLEN. W 2022 r. miało miejsce połączenie Grupy LOTOS i Grupy PGNiG z Grupą ORLEN, w efekcie czego powstał największy w Europie Środkowej podmiot paliwowo-energetyczny.

Łączne moce przerobowe w rafineriach Grupy ORLEN wynoszą około 45 mln ton rocznie, przy czym około 27 mln ton może być produkowane w zlokalizowanych w Polsce rafineriach w Płocku i w Gdańsku:

- Rafineria ORLEN w Płocku – stanowi jeden z najnowocześniejszych zakładów produkcyjnych w Europie Środkowo-Wschodniej o mocach przerobowych na poziomie 16,3 mln ton/rok,
- Rafineria ORLEN w Gdańsku – w wyniku połączenia grupy ORLEN z grupą LOTOS, stała się własnością ORLEN i Saudi Aramco. Łączne moce przerobowe rafinerii wynoszą około 10,5 mln ton/rok i są rozdzielone pomiędzy obu właścicieli,

- Rafinerie ORLEN Południe w Trzebini i Jedliczu specjalizują się w produkcji biokomponentów, baz olejowych, olejów opałowych, parafin hydorafinowanych oraz prowadzą regenerację olejów przepracowanych,
- Rafineria ORLEN Lietuva w Możejках – jest jedynym tego typu zakładem na rynku państw bałtyckich i dysponuje mocą przerobową 10,2 mln ton/rok,
- Rafineria ORLEN Unipetrol w Kralupach i Litvinovie (Czechy) – dysponują łącznymi mocami przerobowymi 8,7 mln ton/rok.



Rysunek 4.11. Kierunki importu benzyn silnikowych w latach 2005, 2010, 2015 i 2020

Źródło: baza danych ARE S.A.

Produkcja benzyn silnikowych, oleju napędowego i olejów opałowych w Polsce w bardzo dużej części pokrywa zapotrzebowanie krajowe na te gatunki paliw.

Obrót detaliczny benzynami silnikowymi, olejem napędowym oraz auto-gazem prowadzony jest na stacjach paliw i stacjach auto-gazu. Liczba stacji paliw w 2020 r. uległa zwiększeniu w stosunku do 2015 r. Na terenie kraju funkcjonowało ok. 7 739 stacje paliw (w 2015 r. było ich ok. 6 601).

Biorąc pod uwagę liczbę eksploatowanych stacji paliw, niezmiennie dominuje ORLEN S.A., posiadający ok. 1 811 stacji. Drugim polskim operatorem pod względem liczby użytkowanych stacji paliw w 2020 r. była Grupa Lotos S.A., która posiadała w 2020 r. łącznie ok. 513 stacji w całej Polsce. Jednak w wyniku fuzji grup LOTOS i ORLEN, stacje paliwowe tego koncernu zostały sprzedane podmiotom zagranicznym, w celu uniknięcia szkodliwej dla konkurencyjności koncentracji sektora stacji paliwowych.

Koncerny zagraniczne posiadały w 2020 r. ok. 1 569 stacji paliw. Liderami pod tym względem są koncerny BP, Shell i CircleK. Niezależni (niezrzeszeni) operatorzy byli w Polsce właścicielami ok. 3 659 stacji paliw. Stacje w sieciach operatorów niezależnych posiadających więcej niż 10 stacji paliw to ok. 1 181 obiektów.

Nieznacznie wzrosła również liczba stacji należących do sieci sklepowych. Obecnie liczba takich stacji paliw to niemal 190 obiektów.

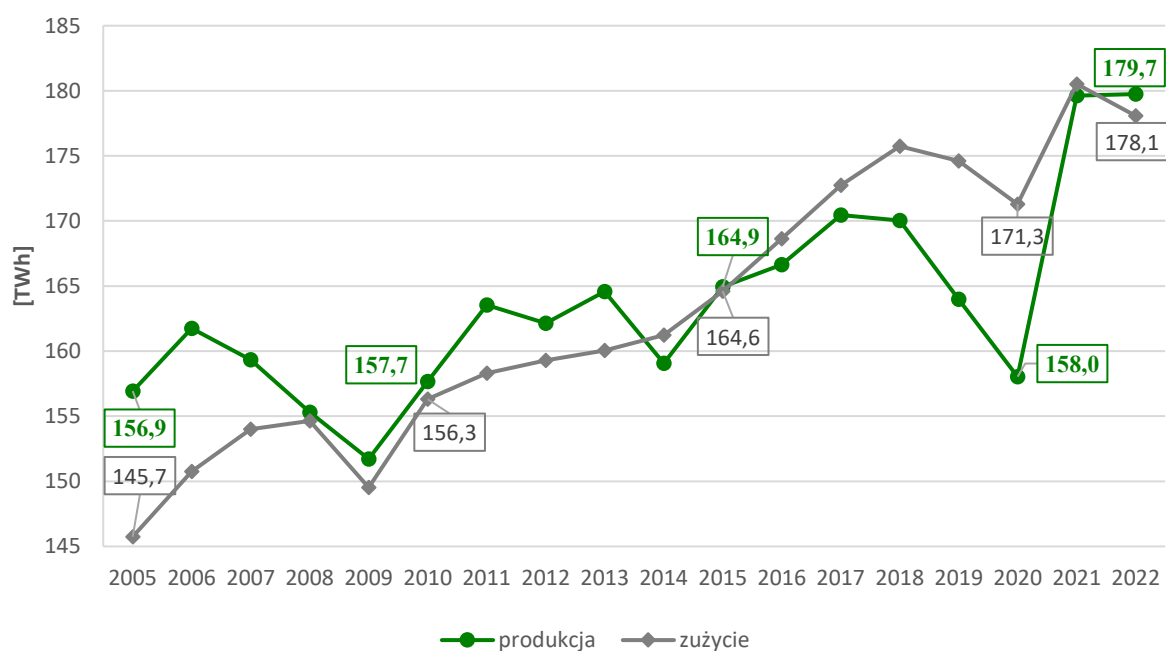
Zauważalna jest również obecność stacji franczyzowych, która wynika z faktu, że wielu prywatnych przedsiębiorców podejmuje współpracę z partnerem posiadającym silną markę oraz stabilną pozycję rynkową.

Ceny paliw ciekłych nie podlegają regulacji Prezesa URE. Są one wyznaczane na zasadach rynkowych – zasadniczo uzależnione są od cen ropy naftowej na rynkach światowych, wysokości stawek podatku akcyzowego i VAT oraz opłaty paliwowej, a także od kursu USD.

4.3. Rynek energii elektrycznej i gazu ziemnego, ceny energii

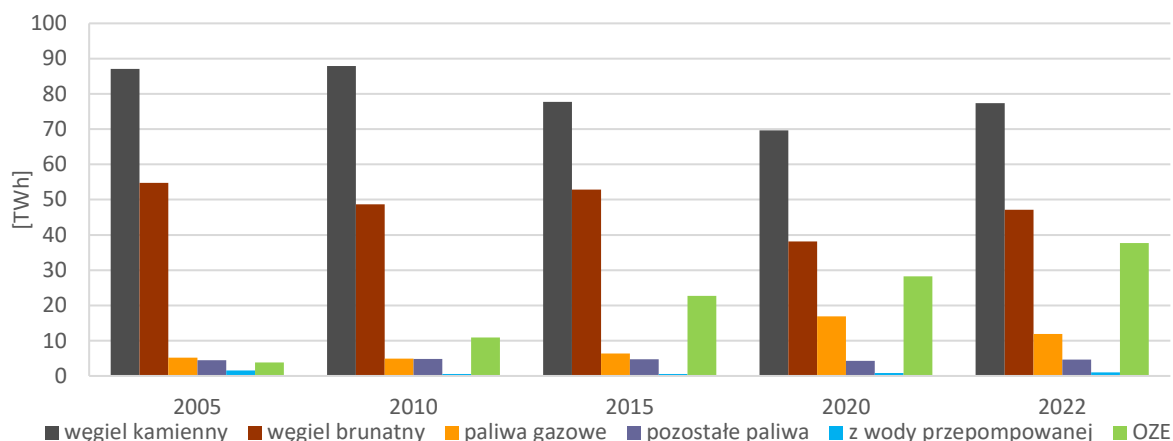
4.3.1. Obecna sytuacja na rynku energii elektrycznej

W analizowanym okresie krajowa produkcja energii elektrycznej zachowuje trend wzrostowy osiągając w 2022 r. poziom 179,7 TWh, co stanowi dotychczas najwyższy wynik w historii polskiej elektroenergetyki. Na przestrzeni lat widoczny jest również wzrost zużycia energii elektrycznej, które w 2022 r. było niższe od produkcji o około 1,7 TWh, tj. o 0,9% (Rysunek 4.12). W strukturze produkcji energii elektrycznej obserwowany jest trend powolnej zmiany miksu energetycznego, co wynika ze zmiany uwarunkowań prawnych i rynkowych (Rysunek 4.13). Jest on nadal oparty o węgiel, natomiast w mniejszym stopniu niż w latach 2005-2015, co jest pozytywnym sygnałem w kontekście polityki klimatycznej UE. W 2020 r. udział węgla w strukturze wytwarzania był mniejszy niż w 2022 r. ze względu na konieczność wyłączenia lub obniżenia mocy wielu bloków węglowych. W latach 2005-2022 nastąpił istotny wzrost ilości energii wyprodukowanej z OZE, z poziomu 3,8 TWh w 2005 roku, aż do 37,7 TWh w 2022 r.



Rysunek 4.12. Produkcja ogółem energii elektrycznej w latach 2005-2022

Źródło: ARE SA



Rysunek 4.13. Produkcja energii elektrycznej wg nośników energii w latach 2005, 2010, 2015, 2020, 2022

Źródło: ARE S.A.

Struktura hurtowego rynku energii elektrycznej przedstawiona została w oparciu o analizę kierunków sprzedaży energii.

W 2022 r. wytwórcy energetyki zawodowej sprzedali ogółem 124,6 TWh energii, tj. o około 11,2% więcej niż w 2020 r. (112,0 TWh). Podstawową formą handlu hurtowego energią elektryczną w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych była sprzedaż w ramach rynków regulowanych, gdzie dominujące znaczenie miała giełda energii oraz sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu. Na wzrost popularności giełdowego obrotu energią elektryczną w Polsce wpłynęła przede wszystkim nowelizacja ustawy Prawo Energetyczne (PE) z 2018 r., która podniosła tzw. obbligo giełdowe z 30% do poziomu 100% w latach 2019-2022. Obowiązek nie dotyczył energii elektrycznej wytworzonej m. in. z odnawialnych źródeł energii, w kogeneracji, na potrzeby własne oraz w jednostkach o mocy zainstalowanej elektrycznej nie wyższej niż 50 MWe. W 2022 r. obowiązek obligo giełdowego został zniesiony.

Głównym kanałem sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w 2022 r. była ponownie Towarowa Giełda Energii S.A. z ponad 74,3% udziałem w całkowitym obrocie. Dla porównania udział giełdy w rynku w 2005 r. wynosił 0,7%, w 2010 r. – 4,2%, w 2015 r. – 48,2%, a w 2020 r. 63,0%. Do przedsiębiorstw obrotu (PO) zostało sprzedane w 2022 roku 15,7% energii elektrycznej, a udział tego kierunku w sprzedaży energii przez wytwórców zmniejszył się w stosunku do 2020 r. o 9,4 punktu procentowego, natomiast w stosunku do 2015 r. aż o 27,9 pkt. procentowego. Pozostała sprzedaż była realizowana w przeważającej mierze na rynku bilansującym (7,6%), w tym na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, a tylko w niewielkim stopniu do odbiorców końcowych i na eksport. Strukturę sprzedaży energii elektrycznej przedstawiono w tabeli poniżej (Tabela 4.11).

Tabela 4.11. Struktura sprzedaży energii elektrycznej w elektrowniach zawodowych ciepłych

Lata	Sprzedaż energii elektrycznej						
	Ogółem	w tym:					
		Przedsiębiorstwa obrotu ¹⁾	rynek giełdowy TGE	z tego:		odbiorcy końcowi	rynek bilansujący
				rynek terminowy	SPOT		
	GWh	%					
2005	145 031,0	87,32	0,72	.	.	3,59	8,37
2010	141 253,1	88,05	4,21	1,12	3,10	1,85	5,87
2015	146 588,5	43,65	48,17	45,21	2,94	2,41	5,39
2020	111 989,0	25,07	63,03	58,56	4,47	2,31	7,56
2022	124 577,5	15,71	74,35	69,11	5,24	1,30	7,59

¹⁾ w roku 2005 obejmuje sprzedaż do PSE S.A.

Źródło: ARE S.A.

Rynek detaliczny od strony popytowej jest rynkiem odbiorcy końcowego. „Odbiorcą końcowym” - zgodnie z definicją zawartą w PE jest odbiorca dokonujący zakupu paliw lub energii na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

Uczestnikami rynku detalicznego obok odbiorców końcowych są sprzedawcy energii elektrycznej oraz jej dostawcy - operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD). Operatorzy systemów dystrybucyjnych to przedsiębiorstwa zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej odpowiedzialne za bezpieczne i niezawodne funkcjonowanie systemu dystrybucyjnego przy jednoczesnym zagwarantowaniu skutecznego i niedyskryminującego dostępu do tego systemu wszystkim uczestnikom rynku.

Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym w analizowanym okresie przedstawiono w tabeli poniżej (Tabela 4.12).

Tabela 4.12. Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym

Wyszczególnienie	2005		2010		2015		2020		2022	
	ilość	śr. cena	ilość	śr. cena	ilość	śr. cena	ilość	śr. cena	ilość	śr. cena
	GWh	EUR2024 /MWh	GWh	EUR2024 /MWh	GWh	EUR2024 /MWh	GWh	EUR2024 /MWh	GWh	EUR2024 /MWh
Elektrownie ciepłe PW ¹⁾	5 359	45,7	1 363	78,3	2 856	63,8	1 897	69,0	1 725	107,9
w tym: odbiorcy posiadający umowy kompleksowe	1 025	54,6	388	80,7	2 232	64,7	1 769	67,7	1 622	106,7
Ec. Niezależne	-	-	1 501	77,7	1 057	65,3	1 218	78,3	1 120	127,9
w tym: odbiorcy posiadający umowy kompleksowe	-	-	-	-	836	64,4	700	72,0	547	112,6
Przedsiębiorstwa obrotu PO	3 969	44,2	6 308	74,2	13 907	63,4	21 045	82,0	28 661	143,0
odbiorcy posiadający umowy kompleksowe	-	-	-	-	10	67,1	3 134	98,6	3 480	118,3
odbiorcy posiadający umowy sprzedaży	3 969	44,2	6 308	74,2	13 898	63,4	17 911	78,6	25 181	146,7
w tym: - na WN+NN	44,2	36,8	72,0	60	54,4	45,3	64,0	53,3	174,3	145,2
- na SN	43,7	36,4	74,8	62,3	64,2	53,5	78,6	65,5	144,6	120,4
- na nN	128,9	107,4	82,5	68,7	66,6	55,5	88,7	73,9	137,6	114,6
Przedsiębiorstwa obrotu PO _{SD}	98 705	48,4	108 954	82,2	107 517	70,5	113 003	83,1	106 759	121,7
odbiorcy posiadający umowy kompleksowe	95 531	48,4	86 802	84,2	60 512	77,8	56 761	87,3	54 174	120,8
- na WN+NN	43,9	36,6	74,8	62,3	60,5	50,4	73,1	60,9	158,8	132,3
- na SN	45,7	38,1	83,9	69,9	70,7	58,9	87,9	73,2	132,7	110,5
- na nN	51,6	43	85,7	71,4	82,2	68,5	87,8	73,1	115,5	96,2
odbiorcy posiadający umowy sprzedaży	3 174	43,5	22 152	74,7	47 005	61,1	56 242	78,9	52 585	122,7
- na WN+NN	43,5	36,2	71,7	59,7	52,3	43,6	69,9	58,2	128,0	106,6
- na SN	43,8	36,5	78,3	65,2	64,1	53,4	82,1	68,4	121,1	100,9
- na nN	-	-	81,3	67,7	70,2	58,5	85,2	71	118,3	98,5
RAZEM²⁾	108 036	48,0	118 126	81,8	125 339	69,5	137 197	82,7	138 313	121,5

¹⁾ - w 2005 r. łącznie z ec. niezależnymi

²⁾ - łącznie z elektrowniami wodnymi zawodowymi

Źródło: ARE SA na podstawie wyników badania 1.44.02

Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym w kraju sukcesywnie rośnie. W prezentowanym przedziale czasowym (lata od 2005 do 2022) odnotowano ponad 28% wzrost. Głównym sprzedawcą energii pozostają przedsiębiorstwa obrotu „zasiedziały” powstałe po wydzieleniu operatora systemu dystrybucyjnego z byłych spółek dystrybucyjnych, które realizują 77% ogółu umów sprzedaży. Coraz

większy udział w sprzedaży odbiorcom końcowym uzyskują pozostałe niezależne przedsiębiorstwa prowadzące działalność obrót energią elektryczną. Sprzedaż energii prowadzona jest zarówno w ramach umów kompleksowych jak i umów sprzedaży. W prezentowanym okresie wystąpił zdecydowany wzrost udziału odbiorców TPA na rynku energii. W 2005 r. wynosił 7%, w 2010 r. 24% natomiast w ostatnich latach przekroczył 56% ogółu sprzedaży energii elektrycznej.

4.3.2. Obecna sytuacja na rynku gazu ziemnego

W grudniu 2012 r. nastąpił ważny krok w kierunku liberalizacji polskiego rynku gazu ziemnego poprzez uruchomienie na Towarowej Giełdzie Energii giełdy gazu ziemnego. Była to realizacja zapisów ustawy – Prawo energetyczne art. 49b, który zobowiązywał przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi do obowiązkowej sprzedaży części gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego w danym roku do sieci przesyłowej na giełdach towarowych. W 2013 r. obowiązek ten wynosił 30% wolumenu gazu wprowadzonego do sieci przesyłowej przez przedsiębiorstwo zajmujące się obrotem gazem ziemnym. Od 2015 r. zwiększono poziom do 55%. Natomiast rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z 2022 r. czasowo zmniejszyło poziom obowiązkowej sprzedaży paliw gazowych na giełdzie do 30% (czasowe zmniejszenie dotyczyło 2022 i 2023 r.). Od 2024 r. obligo wynosi ponownie 55%. TGE S.A. prowadzi sprzedaż paliw gazowych w ramach indeksów: Rynek Dnia Bieżącego, Rynek Dnia Następnego oraz Rynek Terminowy Towarowy.

W dniu 1 stycznia 2017 r. weszły w życie przepisy ustawy - Prawo energetyczne znoszące nadzór Prezesa URE nad taryfami w zakresie sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców hurtowych, sprzedaży gazu LNG i CNG, w punkcie wirtualnym oraz w trybie przetargów, aukcji i zamówień publicznych. W dniu 1 października 2017 r. zniesiony został obowiązek przedkładania do zatwierdzenia Prezesowi URE taryf na sprzedaż gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego odbiorcom końcowym niebędącym gospodarstwami domowymi. Do końca 2027 r. Prezes URE będzie ustalał wysokość taryf (tj. cen maksymalnych) dla paliw gazowych sprzedawanych do gospodarstw domowych oraz podmiotów świadczących kluczowe usługi publiczne.

Rynek gazu w Polsce działa na dwóch poziomach:

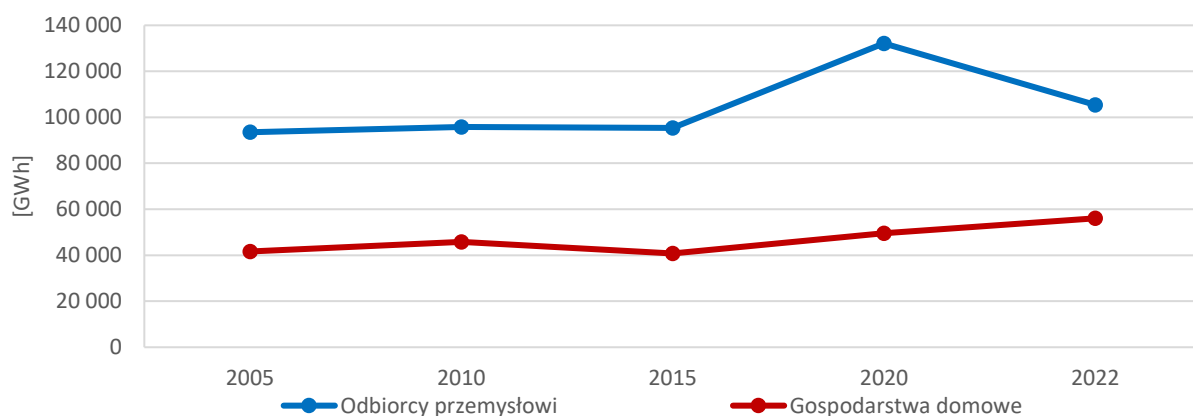
- **rynku hurtowego** – sprzedaż gazu ziemnego dla dużych odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej lub do spółek dystrybucyjnych bądź też spółek obrotu (Na koniec 2023 r. 178 podmiotów posiadało koncesję na obrót paliwami gazowymi. Natomiast 86 przedsiębiorstw aktywnie uczestniczyło w obrocie gazem ziemnym),
- **rynku detalicznego** – sprzedaż gazu ziemnego dla odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

Rynek detaliczny gazu ziemnego (wysokometanowego i zaazotowanego) charakteryzuje silna koncentracja. Udział podmiotów z GK ORLEN S.A. w sprzedaży gazu do odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci dystrybucyjnych, wyniósł 90,7% (90,4% dla gazu wysokometanowego i 93,7% dla gazu zaazotowanego). Pozostała sprzedaż gazu do odbiorców końcowych realizowana było przez inne spółki obrotu dokonujące sprzedaży w kraju. Według informacji Prezesa URE w 2023 r. całkowita sprzedaż paliwa gazowego wysokometanowego i zaazotowanego do odbiorców końcowych rynku detalicznego wyniosła 165 TWh, z czego najwięcej, bo aż 56,6% trafiło do odbiorców przemysłowych, a 32,9% proc. do gospodarstw domowych. Pozostała sprzedaż gazu ziemnego do odbiorców końcowych realizowana było przez inne spółki obrotu dokonujące sprzedaży w kraju. W 2022 r. przedsiębiorstwa gazownicze sprzedały do odbiorców końcowych 181,9 TWh gazu ziemnego, w 2020 r. było to 197,1 TWh (Tabela 4.13).

Tabela 4.13. Sprzedaż gazu ziemnego (GWh)

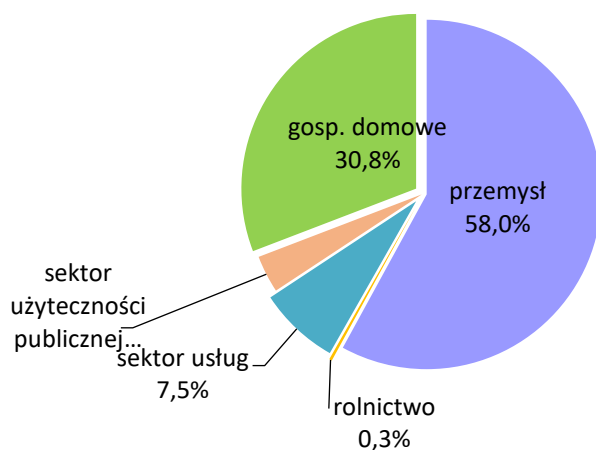
	2005	2010	2015	2020	2022
Sprzedaż ogółem	153 200	157 211	150 192	197 120	181 905
Odbiorcy przemysłowi	93 504	95 816	95 390	132 138	105 451
Gospodarstwa domowe	41 698	45 788	40 783	49 640	56 066

Źródło: ARE S.A.



Rysunek 4.14. Sprzedaż gazu ziemnego odbiorcom przemysłowym i gospodarstwom domowym w latach 2005, 2010, 2015, 2020, 2022 (GWh)

Źródło: ARE S.A.



Rysunek 4.15. Struktura sprzedaży gazu odbiorcom końcowym w podziale na sektory (GWh) – stan na koniec 2022 r.

Źródło: ARE S.A.

W 2023 r. krajowe wydobycie gazu ziemnego wyniosło 40,7 TWh, co stanowiło ok. 20,5% krajowego zużycia gazu ziemnego. W 2023 r. całkowity przywóz paliw gazowych do Polski wyniósł 173,2 TWh (w tym 87,8 TWh w ramach nabycia wewnątrzwspólnotowego). W porównaniu do 2022 r. wzrósł o 8,8 TWh, tj. o 5,4%.

Import gazu ziemnego ze wschodu wyniósł w 2023 r. 0,82 TWh (w 2020 r. – 102,5 TWh) – co oznacza w praktyce zaprzestanie importu ze wschodu. Nabycie wewnątrzwspólnotowe gazu wyniosło w 2023 r. 65,1 TWh (w 2020 r. – 42,2 TWh). W październiku 2022 r. uruchomiono gazociąg Baltic Pipe, który umożliwia przesyłanie gazu bezpośrednio ze złóż zlokalizowanych w Norwegii na rynki w Danii i w Polsce.

Tabela 4.14. Wydobycie i import gazu ziemnego w latach 2005, 2010, 2015, 2022, 2023

	2005	2010	2015	2020	2022	2023
	GWh					
Wydobycie krajowe	50 194	47 414	47 591	43 653	42 225	40 709
Import całkowity	110 708	115 162	129 123	187 000	164 364	85 443
Import ze wschodu	101 382	103 204	93 731	102 497	31 926	82
Nabycie wewnątrzwspólnotowe	3 929	11 958	34 013	42 227	65 123	87 770

Źródło: ARE S.A.

Rozbicie elementów ceny energii elektrycznej i ciepła na główne składniki

Poniżej (Tabela 4.15) zaprezentowano rozbicie ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych na kluczowe składniki.

Tabela 4.15. Składniki cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych

Wyszczególnienie		Cena łączna	z tego:									
			Opłaty w ramach obrotu				Opłaty w ramach dystrybucji energii					
			Energia elektryczna*	w tym koszty systemów wsparcia**	Akcyza	Pozostałe opłaty	Opłaty dystrybucyjne***	Opłaty abonamentowe	Opłaty końcowe****	Opłaty OZE	Opłaty kogeneracyjne	Opłaty mocowe
			PLN/MWh									
Odbiorcy WN	2005	188,3	120,6	.	.	0,0	67,1	0,6	-	-	-	-
	2010	285,3	222,9	35,9	5,9	0,0	39,2	0,0	17,3	-	-	-
	2015	243,5	166,0	30,5	5,2	0,0	52,0	0,0	8,6	-	-	-
	2022	709,8	618,8	33,0	1,4	0,2	72,6	0,0	0,6	0,5	2,3	12,5
Odbiorcy SN	2005	233,7	124,9	.	.	0,6	105,5	2,8	-	-	-	-
	2010	346,9	238,4	35,9	17,7	1,5	76,3	0,5	12,6	-	-	-
	2015	326,6	210,0	30,5	17,2	0,7	92,7	0,3	7,6	-	-	-
	2021	458,1	308,2	28,2	4,4	1,6	101,9	0,2	0,7	2,0	-0,0	38,5
	2022	735,5	578,4	33,0	4,0	0,9	108,8	0,2	0,7	0,8	3,7	36,9
Odbiorcy nN komercyjni	2005	339,2	134,4	.	.	3,8	195,7	5,5	-	-	-	-
	2010	509,7	265,0	35,9	19,6	9,5	195,4	3,6	16,6	-	-	-
	2015	528,0	230,6	30,5	18,4	11,0	237,9	3,1	10,4	-	-	-
	2022	990,2	647,0	33,0	4,5	18,0	265,8	2,3	1,0	1,0	3,9	46,6
Odbiorcy w GD	2005	320,2	135,6	.	.	8,4	176,2	0,1	-	-	-	-
	2010	451,0	227,5	35,9	20,0	2,5	174,0	6,7	20,3	-	-	-
	2015	507,7	236,4	30,5	19,7	5,7	225,4	6,8	13,7	-	-	-
	2022	728,4	396,2	33,0	0,5	32,3	234,3	7,1	1,4	1,0	4,0	51,5

* Ceny netto, bez podatku VAT

** Na koszty systemów wsparcia składają się koszty umorzenia świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia z kogeneracji i świadectw efektywności energetycznej oraz opłat zastępczych. Wielkość oszacowana w stosunku do 1 MWh energii sprzedanej odbiorcom końcowym

***Oplaty dystrybucyjne uwzględniają całość opłat za przesył energii elektrycznej do odbiorców końcowych

****Oplaty końcowe – opłaty z tytułu świadczenia usługi dystrybucji związanej z zakupem usługi udostępniania KSE, przeznaczonych na pokrycie kosztów osieroconych wynikających z przedterminowego rozwiązania umów długoterminowych wytwórców energii elektrycznej

Źródło: ARE S.A.

Rachunki za energię elektryczną dla odbiorców końcowych w Polsce składają się z dwóch głównych składników: opłat w ramach obrotu energią elektryczną i opłat w ramach dystrybucji energii elektrycznej. W przypadku tych pierwszych głównym składnikiem jest tzw. opłata za energię elektryczną czynną. To z tego składnika przedsiębiorstwa obrotu finansują zakup energii elektrycznej od przedsiębiorstw wytwórczych. W poniższej tabeli przedstawiono rozpisanie kosztów technicznych wytwarzania energii elektrycznej.

Tabela 4.16. Jednostkowe koszty energii elektrycznej sprzedanej

Wyszczególnienie		2010	2015	2020	2022
		PLN/MWh			
koszty energii elektrycznej sprzedanej		178,0	268,5	336,2	572,8
w tym:	paliwo produkcyjne	105,7	97,3	101,3	183,7
	koszty zakupu uprawnień do emisji CO ₂	5,8	25,8	118,0	219,2
	koszty umorzonych praw majątkowych	0,5	0,3	0,1	0,2

Źródło: ARE S.A.

Tabela 4.17. Techniczny koszt wytwarzania energii elektrycznej w podziale na paliwa

Wyszczególnienie		2010	2015	2020	2022
		PLN/MWh			
Koszt w elektrowniach na węglu brunatnym		132,1	242,2	165,0	159,3
w tym:	paliwo produkcyjne	78,8	77,5	92,2	91,7
Koszt w elektrowniach na węglu kamiennym		177,7	217,1	215,1	350,7
w tym:	paliwo produkcyjne	121,1	117,9	127,3	270,6
Koszt w elektrowniach i elektrociepłowniach na biomase		-	474,3	329,9	615,9
w tym:	paliwo produkcyjne	-	271,7	245,0	502,4
Koszt w elektrociepłowniach opalanych gazem		-	224,9	162,6	594,0
w tym:	paliwo produkcyjne	-	178,3	118,8	506,6

Źródło: ARE S.A.

Wraz ze wzrostem cen uprawnień do emisji CO₂, znacząco wzrósł udział tego kosztu w całkowitym koszcie energii elektrycznej. W 2020 r. w każdej MWh energii elektrycznej umorzenie emisji kosztowało więcej niż paliwo na wyprodukowanie tej energii.

Sektor ciepłowniczy jest w Polsce dużo bardziej zróżnicowany niż w przypadku sektora elektroenergetycznego. W sektorze tym wykorzystywane są różnorakie paliwa, o zróżnicowanej dostępności i z uwzględnieniem rozproszonego charakteru ciepłownictwa w kraju (np. spalanie odpadów komunalnych, oleje opałowe, ale również węgiel kamienny i brunatny, czy gaz ziemny). Na ciepło (z wyjątkiem opłat za emisję CO₂ i korzystanie ze środowiska) również nie zostały nałożone opłaty związane z transformacją sektora energetycznego.

Tabela 4.18. Uśrednione ceny ciepła sieciowego i opłat za usługi dystrybucji ciepła [PLN/GJ]

	2010	2015	2020	2022
cena ciepła z sieci	36,50	38,57	46,43	64,03
opłaty za usługi przesyłowe	-	17,49	19,00	22,47

Źródło: URE

Ze względu na zróżnicowany charakter sektora ciepłowniczego, ceny ciepła wytworzonego przedstawiono w rozbiciu na poszczególne paliwa.

Tabela 4.19. Uśrednione ceny ciepła sieciowego wytworzonego w rozróżnieniu na poszczególne paliwa [PLN/GJ]

	węgiel kamienny	węgiel brunatny	olej opałowy lekki	olej opałowy ciężki	gaz ziemny	biomasa	inne OZE	odpady komunalne stałe
2010	28,70	19,44	68,99	23,15	48,07	29,69	35,61	-
2015	37,70	26,42	84,77	37,63	55,41	40,94	37,48	-
2020	40,90	26,34	40,96	36,77	47,25	45,08	47,62	34,91
2022	63,88	37,09	78,22	44,60	79,39	58,31	39,51	42,00

Źródło: URE

Głównymi składnikami kosztu ciepła w Polsce są koszty paliwa oraz innych materiałów niezbędnych do wytworzenia ciepła sieciowego. Porównując poziomy cen uzyskiwanych ze sprzedaży ciepła, z kosztami wytworzenia tego ciepła, można zauważyć, że sektor ciepłowniczy w Polsce jest głęboko nierentowny. Składają się na to liczne czynniki, jak wysokie ceny paliwa jak i wysokie ceny uprawnień do emisji GHG.

Tabela 4.20 Składniki jednostkowych kosztów ciepła w krajowym ciepłownictwie [PLN/GJ]

Rok	Koszty ciepła ogółem	koszty paliwa	inne materiały i energia	opłaty za korzystanie ze środowiska
2010	37,71	11,69	8,88	0,32
2015	48,02	11,48	11,19	0,42
2020	57,17	12,79	12,44	0,97
2022	93,36	29,85	18,43	2,65

Źródło: URE

W krajowej statystyce koszty zakupu uprawnień do emisji GHG są uwzględniane w pozycjach kosztów finansowych prowadzonej działalności. W 2020 r. średni koszt uprawnień do emisji, wynosił około 100 PLN/t, co przy średniej emisyjności ciepłownictwa przekładało się na 10 PLN/GJ. Zaledwie dwa lata później, w 2022 r. cena uprawnień wzrosła do około 370 PLN/t, co oznacza około 37 PLN/GJ opłaty za emisję w cenie ciepła.

4.3.3. Obecny udział wydatków na energię w budżetach gospodarstw domowych

W badaniu budżetów gospodarstw domowych w ramach analizowanej kategorii rozchodów, wzięto pod uwagę wydatki na energię elektryczną, gaz ziemny, gaz ciekły, paliwa płynne, węgiel kamienny, koks, drewno opałowe, pozostałe artykuły opałowe, ciepłą wodę oraz centralne ogrzewanie²⁹. Przeciętne miesięczne wydatki na energię na jedną osobę w 2022 r. wynosiły przeciętnie 168 PLN. Stanowiły one 11,4% ogólnych wydatków gospodarstw domowych, a 7,5% ich dochodu rozporządzalnego. W badanym okresie odnotowano spadek udziału wydatków na energię w dochodzie rozporządzalnym (z 10,0% w 2005 r. i 9,0% w 2015 r. do 7,5% w 2022 r.).

Tabela 4.21. Wydatki gospodarstw domowych na nośniki energii w latach 2005-2022 w cenach bieżących

	2005	2010	2015	2020	2021	2022
Wydatki gospodarstw domowych ogółem [PLN/os.]	690,3	991,4	1 091,2	1 209,6	1 280,6	1 475,2
Wydatki na nośniki energii [PLN/os.]	76	118	124	124	140	168
Udział wydatków na energię w wydatkach ogółem [%]	11,0%	11,9%	11,4%	10,3%	11,0%	11,4%
Dochód rozporządzalny [PLN/os.]	761,5	1 192,8	1 386,2	1 919,2	2 019,8	2 249,8
Udział wydatków na energię w dochodzie rozporządzalnym [%]	10,0%	9,9%	9,0%	6,5%	7,0%	7,5%

Źródło: Budżety gospodarstw domowych. Główny Urząd Statystyczny

4.3.4. Koszty wytwarzania energii elektrycznej i wodoru

Poniżej zaprezentowano uśrednione, jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej i wodoru dla scenariusza WEM. Kosztów tych nie należy utożsamiać z cenami na rynku hurtowym, ponieważ nie uwzględniają one szeregu czynników, które wpływają na kształtowanie się cen na rynkach energetycznych, m.in. gry rynkowej, wymiany transgranicznej, systemów wsparcia poszczególnych technologii czy funkcjonowania rynku mocy. Koszty te służą jedynie do oceny porównawczej analizowanych scenariuszy i należy je rozpatrywać w ścisłym powiązaniu z przyjętymi założeniami.

²⁹ Metodologia badania budżetów gospodarstw domowych, Warszawa 2011.

Tabela 4.22. Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej [EUR'2024/MWh] – scenariusz WEM

Rok	Koszt kapitałowy	Koszt stały O&M	Koszt zmienny O&M	Koszt paliwa	Koszt emisji CO ₂	Koszt wytwarzania e.e.
2020	14,5	14,5	2,4	24,7	23,3	79,4
2025	27,7	16,0	2,5	39,4	54,4	139,9
2030	46,1	21,7	2,2	26,8	47,1	143,9
2035	53,4	22,7	1,8	23,9	37,3	139,0
2040	62,9	23,4	1,4	18,9	29,5	136,1

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.

Koszty wytwarzania zostały wygenerowane w modelu MESSAGE, który uwzględnia cały łańcuch wytwarzania energii elektrycznej na podstawie kosztów wytwarzania energii elektrycznej oraz kosztów elektrolizerów wykorzystywanych do przemiany energii elektrycznej w wodór odnawialny.

Tabela 4.23. Jednostkowe koszty wytwarzania wodoru w procesie elektrolizy [EUR'2024/kg] – scenariusz WEM

	2025	2030	2035	2040
Koszt wytwarzania wodoru odnawialnego	8,2	6,7	5,8	4,9

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.

4.3.5. Ceny energii elektrycznej w podziale na sektory

Projekcje cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych powstały na bazie uśrednionych kosztów wytwarzania energii elektrycznej zaprezentowanych w poprzednim podpunkcie. Poza kosztami wytwarzania uwzględnione zostały również koszty związane z koniecznością utrzymania odpowiednich rezerw mocy i elastyczności systemu, a także opłaty przesyłowe i dystrybucyjne oraz stosowany obecnie sposób opodatkowania.

Tabela 4.24 przedstawia projekcje cen energii elektrycznej dla dwóch grup odbiorców końcowych – gospodarstw domowych i przemysłu. Zaprezentowane ceny są cenami uśrednionymi, zawierającymi podatki (w obliczeniach przyjęto wysokość akcyzy na poziomie 5 zł/MWh w cenach bieżących oraz podatku VAT na poziomie 23% w całym horyzoncie prognozy). Zgodnie z uzyskanymi wynikami przewiduje się niewielki spadek cen energii elektrycznej w rozpatrywanych grupach odbiorców końcowych. Głównym czynnikiem determinującym prognozowany wzrost są rosnące w czasie koszty zakupu uprawnień do emisji GHG oraz koszty rozwoju technologii bezemisyjnych i infrastruktury sieciowej. Prognozowane ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych nie zawierają podatku VAT.

Tabela 4.24. Ceny energii elektrycznej z podziałem na sektor [EUR'2024/kWh] – scenariusz WEM

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Gospodarstwa domowe	0,14	0,18	0,19	0,18	0,29*	0,28	0,27	0,27
Przemysł	0,08	0,13	0,10	0,11	0,20	0,19	0,18	0,18
Usługi	b.d.	b.d.	0,17	0,15	0,27	0,26	0,25	0,25

* nie należy utożsamiać ww. ceny z ceną maksymalną energii elektrycznej obowiązującą na podstawie ustawy z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku oraz w 2024 roku oraz niektórych innych ustaw

Źródło: ARE S.A.

4.3.6. Krajowe ceny detaliczne paliw

W symulacjach modelowych rozróżniano ceny paliw dla przemysłu, energetyki i gospodarstw domowych zgodnie z podziałem obowiązującym w statystyce Międzynarodowej Agencji Energii³⁰. Projekcje cen gazu ziemnego, węgla i produktów ropopochodnych bazują na trendach światowych cen nośników energii, przyjętych w formie założeń do analizy. Przyjęto niezmienny w czasie sposób i poziom opodatkowania. Zaprezentowane projekcje nie można traktować jako prognozy przyszłości, a jedynie szacunkowe wartości powiązane z przyjętymi założeniami dla scenariusza WEM.

Tabela 4.25. Krajowe ceny detaliczne paliw – gaz ziemny [EUR'2024/ktoe] scenariusz WEM

Rok	Gaz ziemny [EUR'2024/ktoe]						
	Przemysł (Cena ogółem)	Przemysł (Akcyza)	Przemysł (VAT)	Energetyka (Cena ogółem)	Gospodarstwa domowe (Cena ogółem)	Gospodarstwa domowe (Akcyza)	Gospodarstwa domowe (VAT)
2005	267 160	0	0	220 524	527 059	0	94 932
2010	477 663	0	0	306 445	811 841	0	146 284
2015	427 878	3 565	0	300 040	801 323	0	150 435
2020	255 433	3 200	0	201 053	737 294	0	137 868
2025	495 538	3 200	0	392 440	784 077	0	146 616
2030	424 549	3 200	0	335 854	671 022	0	125 475
2035	424 549	3 200	0	335 854	671 022	0	125 475
2040	424 549	3 200	0	335 854	671 022	0	125 475

Źródło: Opracowanie własne ARE SA, MAE - „Energy prices and taxes”

Tabela 4.26. Krajowe ceny detaliczne paliw – węgiel kamienny energetyczny i koksujący [EUR'2024/ktoe] scenariusz WEM

Rok	Węgiel kamienny energetyczny [EUR'2024/ktoe]						Węgiel kamienny koksujący [EUR'2024/ktoe]
	Przemysł (Cena ogółem)	Energetyka (Cena ogółem)	Gospodarstwa domowe (Cena ogółem)	Gospodarstwa domowe (Akcyza)	Gospodarstwa domowe (VAT)		Przemysł (Cena ogółem)
2005	121 277	110 731	280 372	0	50 537		194 614
2010	185 246	163 288	377 559	0	68 075		282 509
2015	148 080	133 434	400 664	0	74 927		174 196
2020	163 263	134 734	489 407	0	91 515		178 852
2025	165 807	136 834	497 034	0	92 942		181 638
2030	165 807	136 834	497 034	0	92 942		181 638
2035	165 807	136 834	497 034	0	92 942		181 638
2040	174 851	144 297	524 144	0	98 011		191 545

Źródło: Opracowanie własne ARE SA, MAE - „Energy prices and taxes”

Tabela 4.27. Krajowe ceny detaliczne paliw – lekki olej opałowy i olej napędowy [EUR'2024/ktoe] scenariusz WEM

Rok	Lekki olej opałowy [EUR'2024/ktoe]					Olej napędowy [EUR'2024/ktoe]				
	Przemysł (Cena ogółem)	Przemysł (Akcyza)	Gosp. domowe (Cena ogółem)	Gospod. domowe (Akcyza)	Gosp. domowe (VAT)	Zastos. komercyjne (Cena ogółem)	Zastos. komercyjne (Akcyza)	Zastos. niekomercyjne (Cena ogółem)	Zastos. niekomercyjne (Akcyza)	Zastos. niekomercyjne (VAT)
2005	772 048	99 664	1 003 060	99 664	180 936	1 298 690	511 214	1 584 418	511 214	285 729
2010	919 672	94 038	1 170 067	94 038	211 179	1 422 866	522 762	1 735 895	522 762	313 168
2015	844 990	82 727	1 082 522	82 727	202 538	1 305 661	523 379	1 605 963	523 379	300 252

³⁰ MAE - „Energy prices and taxes”

Rok	Lekki olej opałowy [EUR'2024/ktoe]					Olej napędowy [EUR'2024/ktoe]				
	Przemysł (Cena ogółem)	Przemysł (Akcyza)	Gosp. domowe (Cena ogółem)	Gospod. domowe (Akcyza)	Gosp. domowe (VAT)	Zastos. komercyjne (Cena ogółem)	Zastos. komercyjne (Akcyza)	Zastos. niekomercyjne (Cena ogółem)	Zastos. niekomercyjne (Akcyza)	Zastos. niekomercyjne (VAT)
2020	782 846	72 816	1 188 125	72 816	222 107	1 144 019	465 415	1 407 143	465 415	430 689
2025	1 103 234	72 816	1 637 726	72 816	306 154	1 521 629	480 238	1 871 604	480 238	349 975
2030	896 185	72 816	1 347 174	72 816	251 839	1 431 270	480 238	1 760 462	480 238	329 193
2035	860 375	72 816	1 296 921	72 816	242 445	1 396 769	480 238	1 718 025	480 238	321 257
2040	826 488	72 816	1 249 369	72 816	233 556	1 362 268	480 238	1 675 589	480 238	313 322

Źródło: Opracowanie własne ARE SA, MAE - „Energy prices and taxes”

Tabela 4.28. Krajowe ceny detaliczne paliw – benzyna i LPG [EUR'2024/ktoe] scenariusz WEM

Rok	Benzyna [EUR'2024/ktoe]			LPG [EUR'2024/ktoe]			
	Zastos. niekomercyjne (Cena ogółem)	Zastos. niekomercyjne (Akcyza)	Zastos. niekomercyjne (VAT)	Zastos. komercyjne (Cena ogółem)	Zastos. niekomercyjne (Cena ogółem)	Zastos. niekomercyjne (Akcyza)	Zastos. niekomercyjne (VAT)
2005	1 833 823	721 858	330 833	887 236	1 082 984	260 032	195 169
2010	1 980 268	721 921	357 042	997 187	1 216 569	250 800	219 518
2015	1 772 960	639 303	339 378	770 479	947 689	224 978	177 183
2020	1 495 267	564 739	473 801	707 167	1 318 290	201 965	246 510
2025	1 970 114	588 292	368 396	996 582	1 756 147	201 965	328 385
2030	1 874 027	588 292	350 428	809 550	1 473 185	201 965	275 473
2035	1 837 338	588 292	343 567	777 201	1 424 244	201 965	266 322
2040	1 800 650	588 292	336 707	746 589	1 377 934	201 965	257 662

Źródło: Opracowanie własne ARE SA, MAE - „Energy prices and taxes”

4.4. Nakłady na inwestycje związane z energią

Nakłady inwestycyjne na rozwój infrastruktury w sektorze elektroenergetycznym

Prognozowane nakłady inwestycyjne na odtworzenie wycofywanych oraz budowę nowych jednostek wytwórczych oraz prace modernizacyjne przedstawiono w tabeli poniżej (Tabela 4.29). Nakłady inwestycyjne na źródła w elektroenergetyce wyznaczono na podstawie wyników modelu MESSAGE przy uwzględnieniu jednostkowych nakładów inwestycyjnych przedstawionych w części dot. założeń prognostycznych.

Oszacowane łączne potrzeby inwestycyjne w sektorze wytwórczym (Tabela 4.29), niezbędne do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej - przy jednoczesnym spełnieniu zastrzonych wymogów ochrony środowiska wynoszą ok. 85,7 mld EUR'2024 do 2030 r. oraz 192,3 mld EUR'2024 do 2040 r. Przekłada się to na średnioroczne nakłady inwestycyjne w wysokości ok. 9,6 mld EUR'2024.

Tabela 4.29. Prognozowane nakłady inwestycyjne overnight w sektorze wytwórczym w latach 2021-2040* [mld EUR'2024]

Sektor wytwarzania	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2021-2040
Inwestycje w sektorze wytwarzania energii elektrycznej [mld. EUR'2024]					
Łącznie	35,9	49,8	32,5	74,1	192,3
Elektrownie	33,9	42,6	27,9	66,3	170,6
Elektrociepłownie	1,9	3,7	1,7	2,2	9,5
Magazyny en.	0,1	3,0	2,4	4,7	10,2
Elektrolizery	0,0	0,5	0,6	1,0	2,0
W tym paliwa:					
Węgiel	5,2	0,0	0,0	0,0	5,2
Gaz ziemny/Wodór odnawialny	2,5	6,1	2,4	1,6	12,6
Jądrowe	0,0	0,0	0,0	41,4	41,4
Źródła odnawialne	27,5	39,7	26,9	25,1	119,2
- Wodne (bez pomp.)	0,1	0,5	0,1	0,1	0,8
- Wiatrowe	7,7	29,8	18,4	16,8	72,6
- Fotowoltaiczne	18,8	7,7	7,0	6,7	40,2
- Biomasa	0,5	1,2	0,7	0,7	3,1
- Biogaz	0,5	0,6	0,7	0,7	2,5
- Geotermalne	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Inne paliwa	0,6	0,4	0,2	0,4	1,6
Magazyny energii, elektrolizery	0,1	3,5	3,0	5,8	12,4
Inwestycje w ciepłownie** [mld. EUR'2024]					
Kotły ciepłownicze	0,6	0,8	0,4	0,3	2,1
Pompy ciepła	0,0	0,3	1,0	1,8	3,1
Geotermia	0,2	0,2	0,2	0,2	0,8
Kolektory słoneczne	0,0	0,0	0,2	0,2	0,4
Magazyny ciepła	0,0	0,1	0,3	0,4	0,9
Modernizacja	0,4	0,0	0,0	0,0	0,4
Łącznie	1,2	1,5	2,0	2,8	7,6

*nakłady inwestycyjne overnight (bez kosztów kapitału IDC)

** podane koszty dotyczą tylko transformacji ciepłowni, nie uwzględniają nakładów na rozbudowę i modernizację elektrociepłowni (te koszty zostały zakwalifikowane do sektora wytwarzania energii elektrycznej)

Źródło: Szacunki ARE S.S.A.

Tabela 4.30. Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze wytwórczym w latach 2021-2040 z uwzględnieniem kosztów kapitału w trakcie budowy [mld EUR'2024]

Sektor wytwarzania	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2021-2040
Inwestycje w sektorze wytwarzania energii elektrycznej [mld. EUR'2024]					
Łącznie	39,1	54,5	35,5	85,8	215,0
Węgiel	6,0	0,0	0,0	0,0	6,0
Gaz ziemny/Wodór odnawialny	2,8	6,7	2,6	1,7	13,8
Jądrowe	0,0	0,0	0,0	50,1	50,1
Źródła odnawialne	29,7	43,8	29,5	27,6	130,6
- Wodne (bez pomp.)	0,1	0,5	0,1	0,1	0,8
- Wiatrowe	8,5	33,0	20,4	18,6	80,6
- Fotowoltaiczne	19,9	8,2	7,3	7,1	42,5
- Biomasa	0,6	1,3	0,8	0,8	3,6
- Biogaz	0,5	0,7	0,8	0,8	2,9
- Geotermalne	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Inne paliwa	0,6	0,4	0,2	0,4	1,6
Magazyny energii, elektrolizery	0,1	3,6	3,1	6,1	13,0
Inwestycje w ciepłowni [mld. EUR'2024]					
Kotły ciepłownicze	0,6	0,9	0,4	0,3	2,3
Pompy ciepła	0,0	0,4	1,0	1,9	3,3
Geotermia	0,2	0,2	0,2	0,2	0,8
Kolektory słoneczne	0,0	0,0	0,2	0,2	0,4
Magazyny ciepła	0,0	0,1	0,4	0,5	0,9
Modernizacja	0,4	0,0	0,0	0,0	0,4
Łącznie	1,3	1,6	2,2	3,0	8,2

*nakłady inwestycyjne overnight (bez kosztów kapitału IDC)

** podane koszty dotyczą tylko transformacji ciepłowni, nie uwzględniają nakładów na rozbudowę i modernizację elektrociepłowni (te koszty zostały zakwalifikowane do sektora wytwarzania energii elektrycznej)

Źródło: Szacunki ARE S.A.

Prognozowane nakłady inwestycyjne w podsektorze przesyłu i dystrybucji są to koszty rozbudowy lub wzmocnienia sieci związane z wprowadzeniem nowej mocy do systemu. Ocena wielkości tych kosztów jest zadaniem trudnym, gdyż koszt modernizacji sieci zależy od stanu istniejącej infrastruktury, lokalizacji źródeł oraz rodzaju technologii, terenu, długości i mocy znamionowej linii elektroenergetycznych. Wprowadzenie lokalnego bilansowania, systemów zarządzania oraz współdzielenia infrastruktury sieciowej pozwoli w kolejnych latach na budowę tańszego zdecentralizowanego systemu dystrybucji, choć potrzebne są inwestycje w wyżej wymienione elementy.

Dla potrzeb niniejszej analizy zastosowano oszacowanie bazujące na przyjętych jednostkowych kosztach inwestycyjnych dla sieci przesyłowej (WN) oraz dla sieci dystrybucyjnych (SN i NN), wyrażonych w mln €/MW dodatkowej mocy jednostek wytwórczych podłączonych do odpowiedniej sieci. Jednostkowe inwestycyjne koszty sieciowe przyjęto wg danych literaturowych. Oszacowane w ten sposób nakłady inwestycyjne w podsektorze przesyłu i dystrybucji w okresie 2021-2040 przedstawiono poniżej w tabeli (Tabela 4.31).

Tabela 4.31. Prognozowane nakłady inwestycyjne w podsektorze przesyłu i dystrybucji [mld EUR'2024]

Przesył i dystrybucja	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2021-2040
Łącznie	5,6	22,2	15,1	23,9	66,9
Sieć przesyłowa	2,3	8,0	5,0	7,7	23,1
Sieć dystrybucyjna	3,4	14,2	10,1	16,2	43,8

Źródło: Szacunki własne ARE S.A.

Bazując na przytoczonych powyżej szacunkach, potrzeby inwestycyjne na rozwój krajowej sieci elektroenergetycznej w okresie 2021-2030 wynosi 27,9 mld EUR'2024, z czego ok. 63% to nakłady na rozwój sieci dystrybucyjnej.

Nakłady inwestycyjne na rozwój infrastruktury w sektorze gazowym

Rozbudowa infrastruktury przesyłowej gazu ziemnego, w szczególności połączeń międzysystemowych, ma na celu dywersyfikację kierunków zaopatrzenia w paliwo gazowe oraz podniesienie bezpieczeństwa energetycznego kraju. Działania takie przyczyniają się do liberalizacji rynku gazu ziemnego.

W Krajowym Dziesięcioletnim Planie Rozwoju Systemu Przesyłowego Gazu na lata 2024-2033, wymieniono 143 przedsięwzięcia inwestycyjne. Zdecydowaną większość tych inwestycji, można zakwalifikować do kategorii rozbudowy i modernizacji gazociągów systemowych:

- 42 inwestycje w nowe odcinki i modernizacje kluczowych gazociągów systemowych;
- 6 inwestycji w modernizację, budowę i rozbudowę tłoczni gazu;
- 6 modernizacji i przebudów węzłów systemowych;
- 51 inwestycji w budowę i modernizację stacji gazowych;
- 35 planowanych przyłączy do sieci przesyłowej;
- 3 pozostałe zadania.

Tabela 4.32. Projekty infrastruktury przesyłowej gazu zrealizowane przy wsparciu POIiŚ 2014-2020

Tytuł projektu	Całkowita wartość projektu (mln PLN)	Wkład UE (mln PLN)
Gazociąg Czeszów-Wierzchowice	105,18	47,20
Gazociąg Hermanowice-Strachocina	324,57	127,83
Gazociąg Lwówek-Odolanów	765,02	350,77
Gazociąg Zdzeszowice-Wrocław	822,11	340,28
Modernizacja systemu przesyłowego na Dolnym Śląsku	83,58	38,06
Gazociąg Czeszów - Kietczów	152,38	68,95
Gazociąg Tworóg - Kędzierzyn	286,15	147,12
Gazociąg Strachocina - Pogórska Wola	664,47	236,68
Gazociąg Pogórska Wola - Tworzeń	1 235,46	616,61
Gazociąg Tworóg - Tworzeń	440,67	218,67
Gazociąg Gustorzyn-Wronów	2 230,28	744,15
Rozbudowa Terminalu LNG w Świnoujściu	2 259,96	461,0

Źródło: Lista Projektów Strategicznych dla infrastruktury energetycznej w ramach POIiŚ 2014-2020

Wymienione 12 projektów, kosztowało niecałe **9,4 mld PLN**. Większość dużych inwestycji w krajowe systemy przesyłu gazu zostało już zakończone i GAZ SYSTEM w najbliższej perspektywie inwestycyjnej będzie skupiać się na modernizacji i rozbudowie infrastruktury przesyłowej.

W Polsce funkcjonuje 50 koncesjonowanych dystrybutorów gazu ziemnego w tym zdecydowana większość prowadzi działalność dystrybucyjną o charakterze lokalnym. Największym dystrybutorem gazu w Polsce jest firma Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o. o., należąca do GK ORLEN. W „Planie Rozwoju Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. na lata 2024-2028”, Przedstawiono ponad 1000 przedsięwzięć inwestycyjnych mających na celu rozbudowę sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego, przyłączanie nowych odbiorców do sieci oraz modernizację istniejącej infrastruktury. Szacowane nakłady inwestycyjne na realizację tego planu wynoszą około **3 mld PLN** rocznie.

W tabeli poniżej przedstawiono nakłady inwestycyjne w sektorach paliwowo-energetycznych.

Obejmują one:

- w przemyśle – wymianę lub modernizację kotłów przemysłowych i pieców, wymianę i modernizację napędów elektrycznych oraz źródeł światła, poprawę efektywności energetycznej, instalacje CCS;
- w transporcie – nakłady na infrastrukturę kolejową (tory, stacje, tabor), rozwój transportu intermodalnego, rozwój infrastruktury do ładowania pojazdów napędzanych e.e, wodorem i CNG, rozbudowę portów lotniczych i morskich, regulację rzek, wymianę taboru zbiorowej komunikacji samochodowej, rozwój transportu publicznego;
- w gospodarstwach domowych – nakłady na termomodernizację budynków, wymianę źródeł ogrzewania, c.w.u., wymianę i modernizację oświetlenia w budynkach;
- w usługach – nakłady na termomodernizację budynków użyteczności publicznej/komercyjnych, wymianę źródeł ogrzewania, c.w.u., wymianę i modernizację oświetlenia w budynkach, wymianę i modernizację oświetlenia ulicznego;
- w rolnictwie – nakłady na termomodernizację budynków, wymianę źródeł ogrzewania, c.w.u., wymianę i modernizację oświetlenia;
- sektorze energetycznym – nakłady na budowę i modernizację źródeł wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu oraz nakłady na modernizację i budowę sieci przesyłowej i dystrybucyjnej;
- w sektorze ciepłowniczym – nakłady na budowę i modernizację ciepłowni komercyjnych oraz sieci dystrybucji ciepła systemowego;
- w sektorze gazowym – nakłady na rozbudowę i modernizację sieci gazowniczych, magazynów gazu, instalacji regazyfikacyjnych;
- w sektorze paliw płynnych – nakłady na modernizację rafinerii, budowę zakładów produkcji biopaliw, instalacji do blendowania paliw, rozwój infrastruktury dystrybucji paliw;
- w górnictwie – koszty zamykania kopalń i rekultywacji terenów pogórnich,

Tabela 4.33. Nakłady inwestycyjne w sektorach paliwowo-energetycznych* [mln EUR'2024] dla scenariusza WEM

sektor		2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	suma
Łączne nakłady inwestycyjne		191 138	204 686	143 309	187 475	726 608
Przemysł		8 420	6 742	7 683	7 582	30 427
Transport		56 892	46 604	24 145	19 669	147 310
Gospodarstwa domowe		23 307	24 897	18 277	12 895	79 376
Usługi		2 253	1 640	1 401	1 353	6 646
Rolnictwo		6 136	5 423	4 793	4 236	20 588
Sektor energetyczny	produkcja energii elektrycznej	39 080	54 634	35 573	85 761	215 047
	przesył i dystrybucja energii elektrycznej	5 692	22 250	15 095	23 905	66 942
Sektor ciepłowniczy	Produkcja ciepła	1 204	1 487	2 034	2 849	7 574
	Dystrybucja ciepła	9 605	10 805	10 805	10 805	42 021
Sektor gazowy (w tym biometan)		24 324	16 136	9 605	7 204	57 268
Sektor paliw płynnych		11 918	12 004	12 074	9 605	45 601
Górnictwo		2 309	2 064	1 824	1 612	7 809

*nakłady inwestycyjne uwzględniają koszt kapitału w trakcie budowy

Zgodnie z zaprezentowanymi wynikami analiz, łączne skumulowane nakłady inwestycyjne w sektorze paliwowo-energetycznym w scenariuszu WEM wynoszą ok. 395,8 mld EUR do 2030 r. oraz 726,6 mld EUR w perspektywie 2040 r. Do przedstawionych tutaj szacunków należy podchodzić z pewną rezerwą, ponieważ precyzyjne oszacowanie łącznych nakładów inwestycyjnych na poszczególne działania z zakresu transformacji energetycznej jest niemożliwe.

Skutki realizacji polityki klimatyczno-energetycznej na zatrudnienie (w tym na takie sektory jak górnictwo i przemysł)

Skutki realizacji polityki klimatyczno-energetycznej na zatrudnienie znajdują się w załączniku 1, poświęconym scenariuszowi WAM.

5. Wymiar „badania naukowe, innowacje i konkurencyjność” - diagnoza

5.1. Obecne nakłady inwestycyjne na badania nad ograniczeniem emisji

Innowacje w zakresie zielonych technologii energetycznych odgrywają ważną rolę dla osiągnięcia celów w ochronie klimatu. Liczba patentów w tym obszarze stale wzrasta, Tempo wprowadzania innowacji w obszarze technologii czystej energii ostatnio uległo pewnemu przyspieszeniu. Wynika to ze wspólnych badań Europejskiego Urzędu Patentowego i Międzynarodowej Agencji Energetycznej. Raport Europejskiego Urzędu Patentowego (EPO) i Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA) „Patents and Energy transition” pokazuje istotne zmiany w światowych trendach innowacji w energetyce.

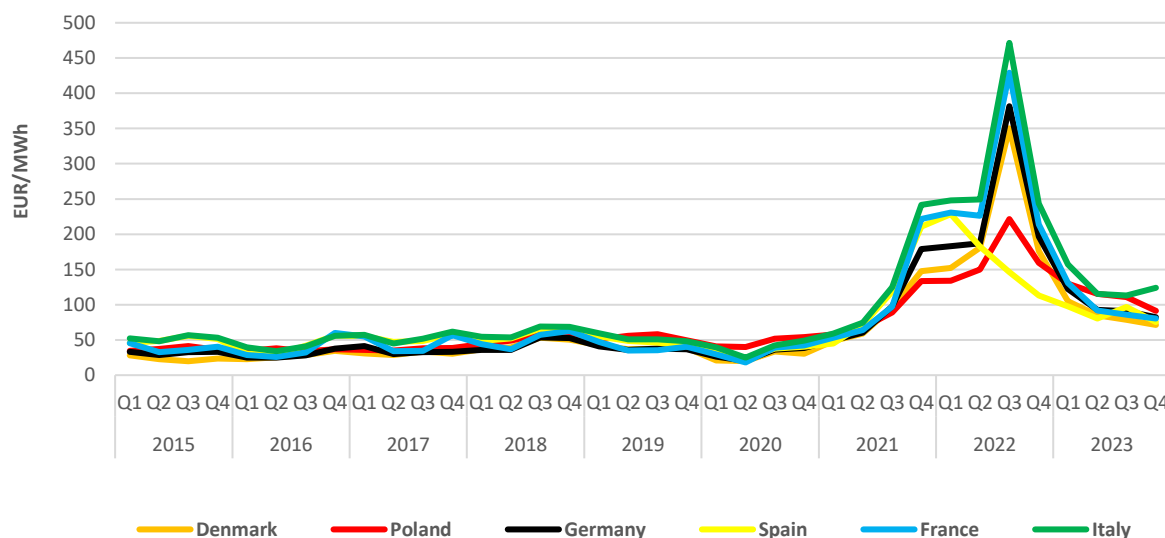
Tabela 5.1. Nakłady na badania i rozwój w poszczególnych sektorach technologii ograniczających emisje (mln EUR'2024)

	2005	2010	2015
Efektywność energetyczna	b.d.	59,11	20,95
Paliwa kopalne	b.d.	36,95	36,16
Odnawialne źródła energii	b.d.	26,63	23,41
Energetyka jądrowa	b.d.	5,50	1,28
Wodór i ogniwa paliwowe	b.d.	2,16	2,33
Inne technologie w energetyce i magazynowaniu energii	b.d.	20,71	20,48
Inne międzydyscyplinarne technologie w energetyce	b.d.	1,10	1,30
Całkowity budżet B+R sektora ograniczania emisji	b.d.	152,48	105,65

Źródło: MAE

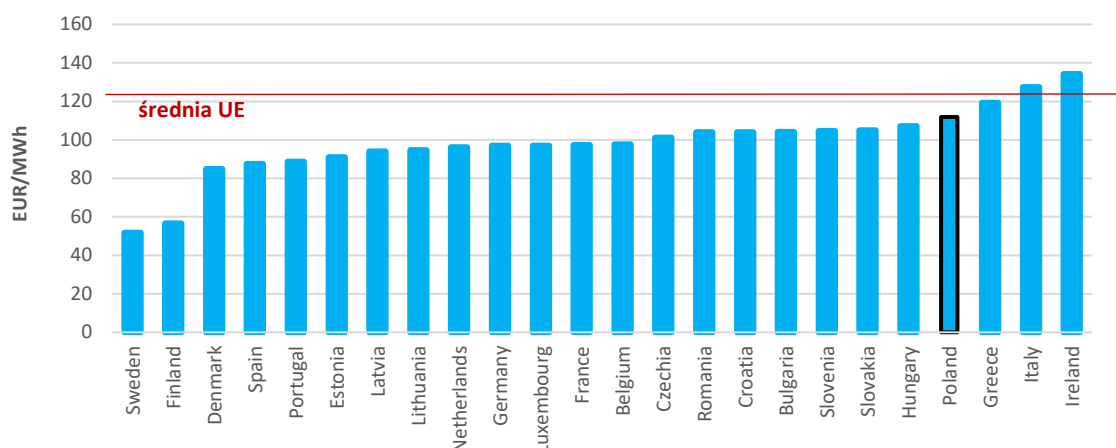
5.2. Obecne ceny hurtowe i detaliczne energii elektrycznej na tle państw regionu i średniej UE

Od 2015 do I kwartału 2021 r. ceny hurtowe energii elektrycznej w krajach UE kształtowały się na podobnym poziomie, nieprzekraczającym 100 EUR/MWh (Rysunek 5.1). Późniejszy wzrost cen wynikał m. in. ze znacznego zwiększenia się zapotrzebowania na moc, które związane było ze wzrostem energochłonności krajowych gospodarek po stopniowym wycofywaniu, działającym przeciwko rozprzestrzenianiu się wirusa SARS-CoV-2, obostrzeń. W 2022 r. nastąpił największy wzrost cen hurtowych energii elektrycznej, na skutek zwiększenia się zapotrzebowania na paliwa kopalne nie pochodzące z objętej sankcjami Rosji. Jednakże, sprawna dywersyfikacja kierunków dostaw węgla i gazu oraz wzrost udziału OZE w produkcji energii przyczyniły się do obniżenia się cen hurtowych do poziomu sprzed napaści Rosji na Ukrainę. W 2023 r. średnia cena UE spadła do około 97 EUR/MWh, podczas gdy średnia cen hurtowych w Polsce wyniosła 112 EUR/MWh (Rysunek 5.2).



Rysunek 5.1. Ceny hurtowe energii elektrycznej z Rynku Dnia Następnego w wybranych krajach UE w latach 2015-2023

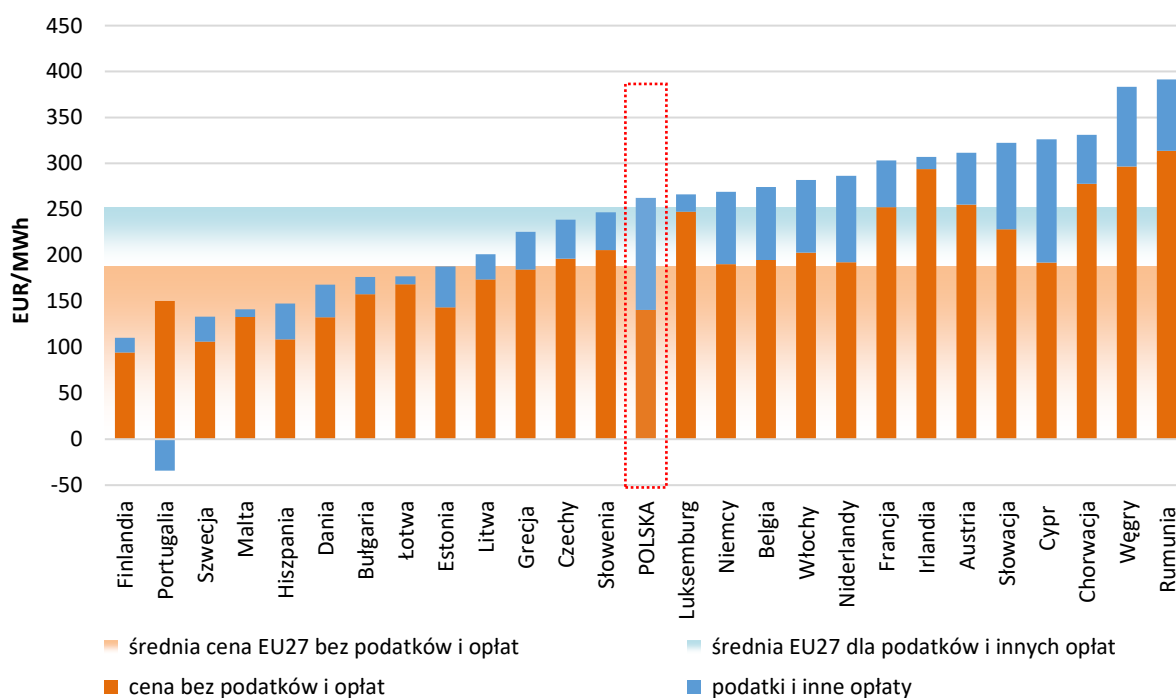
Źródło: Ember, ENTSO-e



Rysunek 5.2. Ceny hurtowe energii elektrycznej z Rynku Dnia Następnego w krajach UE w 2023 r.

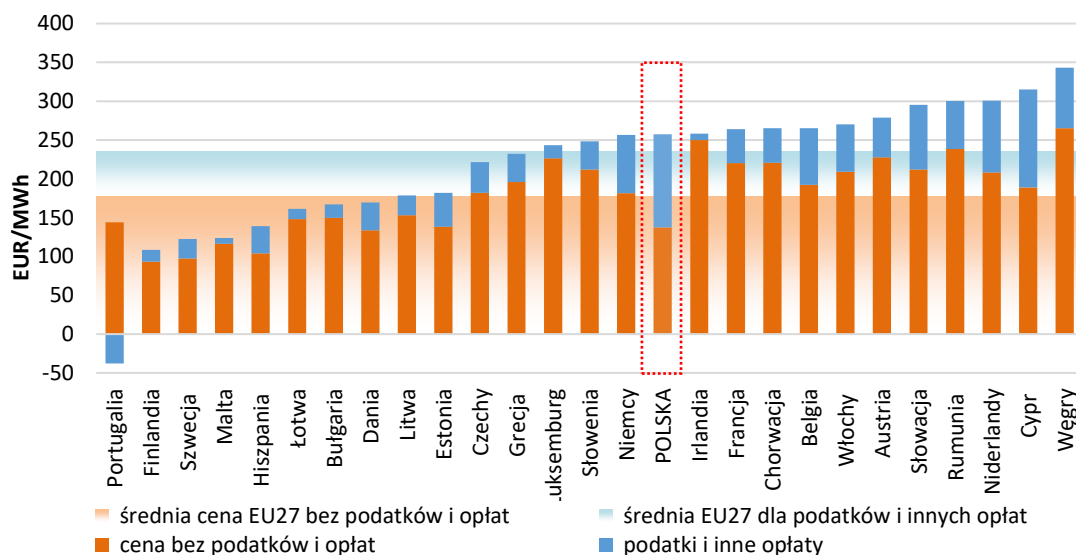
Źródło: Ember, ENTSO-e

Na rysunkach (Rysunek 5.3, Rysunek 5.4, Rysunek 5.5) przedstawiono ranking krajów UE pod względem poziomu cen na przykładzie cen energii elektrycznej wyrażonych w EUR/MWh w I półroczu 2023 r. dla trzech kategorii odbiorców przemysłowych, różniących się poziomem rocznego zużycia. Rysunki te obrazują zróżnicowanie cen energii zarówno pomiędzy poszczególnymi krajami, jak również pomiędzy odbiorcami przemysłowymi w ramach jednego kraju w zależności od poziomu zużycia. Ceny energii elektrycznej (bez podatków i opłat) w Polsce są dla każdego przedziału zużycia niższe od średnich cen unijnych. Jednakże, ceny uwzględniające wszystkie podatki i opłaty (w tym VAT i akcyza) w Polsce są wyższe od średnich cen w UE.



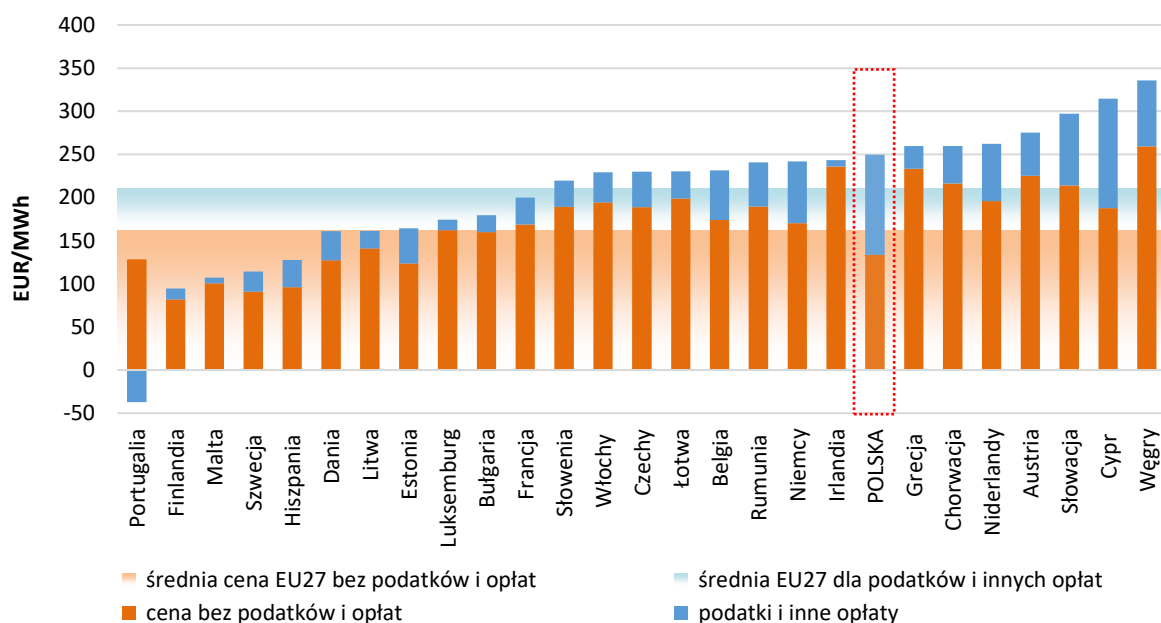
Rysunek 5.3. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych za I półrocze 2023 r. - kategoria IC (500 – 1 999 MWh)

Źródło: Eurostat



Rysunek 5.4. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych za I półrocze 2023 r.- kategoria ID (2 000 - 19 999 MWh)

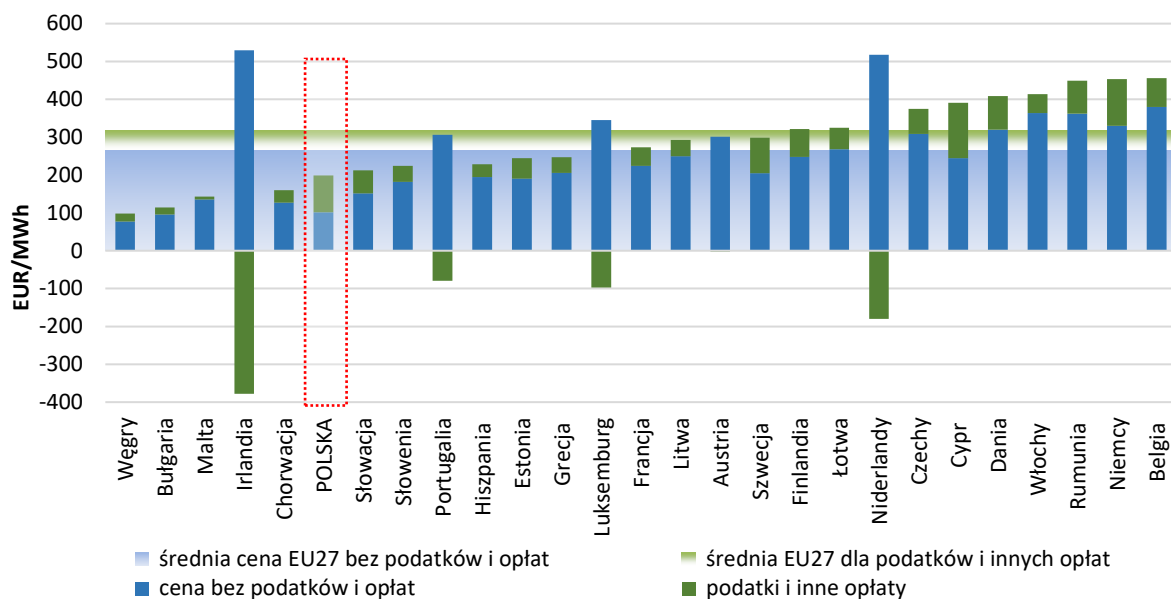
Źródło: Eurostat



Rysunek 5.5. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych za I półrocze 2023 r. - kategoria IE (20 000 - 69 999 MWh)

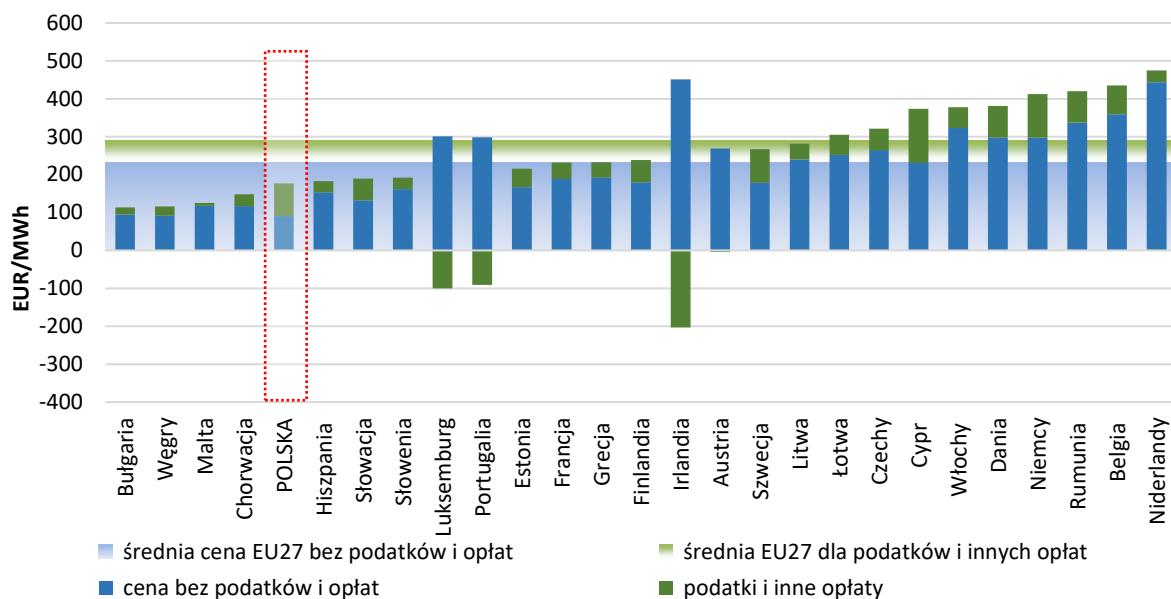
Źródło: Eurostat

Natomiast na rysunkach (Rysunek 5.6, Rysunek 5.7, Rysunek 5.8) przedstawiono ranking krajów UE pod względem poziomu cen energii elektrycznej dla trzech kategorii odbiorców w gospodarstwach domowych, różniących się poziomem rocznego zużycia. Ceny energii elektrycznej (z podatkami) w Polsce są dla każdego przedziału zużycia niższe od średnich cen unijnych.



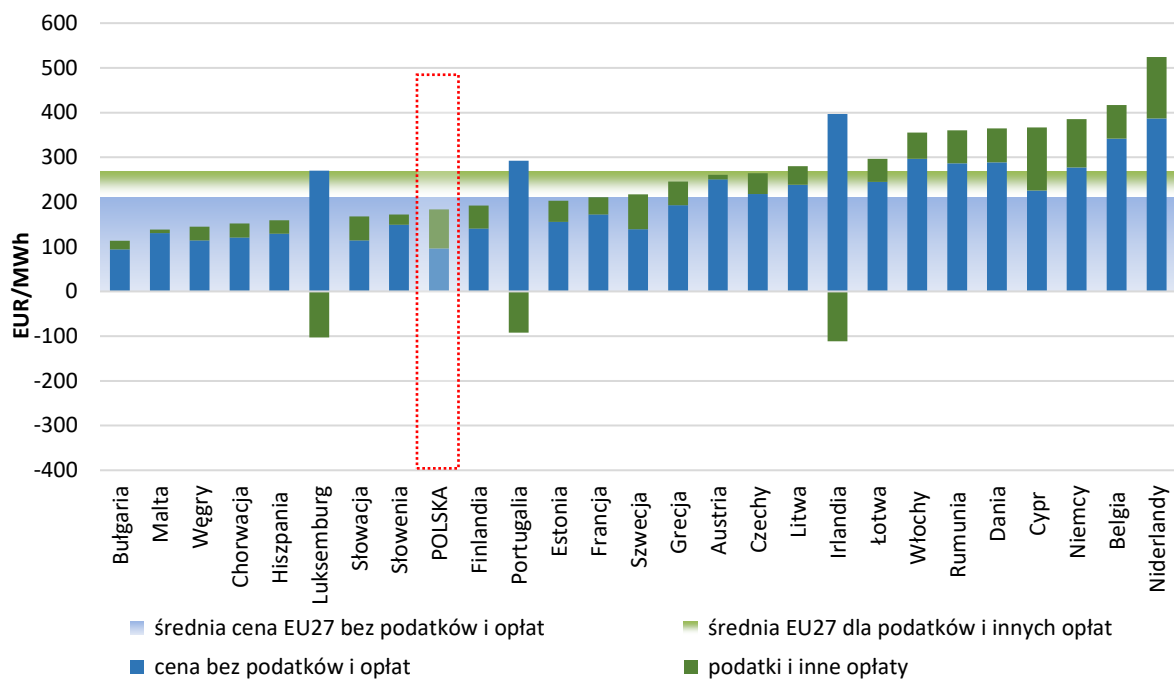
Rysunek 5.6. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych za I półrocze 2023 r.- kategoria DB (1 000 – 2 499 kWh)

Źródło: Eurostat



Rysunek 5.7. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych za I półrocze 2023 r.- kategoria DC (2 500 – 4 999 kWh)

Źródło: Eurostat



Rysunek 5.8. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych za I półrocze 2023 r.- kategoria DD (5 000 – 14 999 MWh)

Źródło: Eurostat

Występujące, w przypadku niektórych krajów, ujemne wartości podatków powstały na skutek wprowadzenia przez krajowe władze dodatków i opustów, które przewyższają sumę podatków i innych opłat związanych z zakupem energii elektrycznej przez odbiorców końcowych.

Wykaz regulacji UE (i nazwy zwyczajowe)

dyrektywa 94/62/WE w sprawie opakowań i odpadów opakowaniowych – dyrektywa 94/62/WE PE i Rady z dnia 20 grudnia 1994 r. w sprawie opakowań i odpadów opakowaniowych, [link](#), częściowo straci moc z dniem 12 sierpnia 2026 r. w związku z obowiązywaniem rozporządzenia PE i Rady (UE) 2025/40 z dnia 19 grudnia 2024 r. w sprawie opakowań i odpadów opakowaniowych, zmiany rozporządzenia (UE) 2019/1020 i dyrektywy (UE) 2019/904 oraz uchylecia dyrektywy 94/62/WE, [link](#)

dyrektywa 1999/31/WE w sprawie składowania odpadów – dyrektywa 1999/31/WE Rady z dnia 26 kwietnia 1999 r. w sprawie składowania odpadów, [link](#)

dyrektywa 2000/53/WE w sprawie pojazdów wycofanych z eksploatacji – dyrektywa 2000/53/WE PE i Rady z dnia 18 września 2000 r. w sprawie pojazdów wycofanych z eksploatacji, [link](#)

ramowa dyrektywa wodna – dyrektywa 2000/60/WE PE i Rady z dnia 23 października 2000 r. ustanawiająca ramy wspólnotowego działania w dziedzinie polityki wodnej, [link](#)

dyrektywa 2004/107/WE w sprawie jakości powietrza – dyrektywa 2004/107/WE PE i Rady z dnia 15 grudnia 2004 r. w sprawie arsenu, kadmu, rtęci, niklu i wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych w otaczającym powietrzu, [link](#)

dyrektywa 2006/66/UE w sprawie baterii i akumulatorów oraz zużytych baterii – dyrektywa 2006/66/UE PE i Rady z dnia 6 września 2006 r. w sprawie baterii i akumulatorów oraz zużytych baterii i akumulatorów oraz uchylająca dyrektywę 91/157/EWG, częściowo straci moc z dniem 18 sierpnia 2025 r. w związku z obowiązywaniem rozporządzenia 2023/1542 PE i Rady (UE) z dnia 12 lipca 2023 r. w sprawie baterii i zużytych baterii, zmieniające dyrektywę 2008/98/WE i rozporządzenie (UE) 2019/1020 oraz uchylające dyrektywę 2006/66/WE, [link](#)

dyrektywa 2008/50/WE w sprawie jakości powietrza – dyrektywa 2008/50/WE PE i Rady z dnia 21 maja 2008 r. w sprawie jakości powietrza i czystszej powietrza dla Europy, [link](#)

dyrektywa odpadowa, RDW – dyrektywa PE i Rady (UE) 2008/98/WE z dnia 19 listopada 2008 r. w sprawie odpadów oraz uchylająca niektóre dyrektywy, [link](#)

dyrektywa dotycząca ekoprojektu – dyrektywa PE i Rady (UE) 2009/125/WE z dnia 21 października 2009 r. ustanawiająca ogólne zasady ustalania wymogów dotyczących ekoprojektu dla produktów związanych z energią, [link](#)

dyrektywa WEEE – dyrektywa PE i Rady (UE) 2012/19/UE z dnia 4 lipca 2012 r. w sprawie zużytego sprzętu elektrycznego i elektronicznego, [link](#)

dyrektywa NEC – dyrektywa PE i Rady (UE) 2016/2284 z dnia 14 grudnia 2016 r. w sprawie redukcji krajowych emisji niektórych rodzajów zanieczyszczeń atmosferycznych, zmiany dyrektywy 2003/35/WE oraz uchylecia dyrektywy 2001/81/WE, [link](#)

dyrektywa RED II – dyrektywa PE i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, [link](#)

dyrektywa SUP - dyrektywa PE i Rady (UE) 2019/904 w sprawie zmniejszenia wpływu niektórych produktów z tworzyw sztucznych na środowisko, [link](#)

dyrektywa rynkowa – dyrektywa PE i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE, [link](#)

dyrektywa CVD – dyrektywa PE i Rady (UE) 2019/1161 z dnia 20 czerwca 2019 r. zmieniająca dyrektywę 2009/33/WE w sprawie promowania ekologicznie czystych i energooszczędnych pojazdów transportu drogowego, [link](#)

dyrektywa 2020/2184 – dyrektywa PE i Rady (UE) 2020/2184 z dnia 16 grudnia 2020 r. w sprawie jakości wody przeznaczonej do spożycia przez ludzi, [link](#)

dyrektywa 2023/958 – dyrektywa PE i Rady (UE) 2023/958 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w odniesieniu do wkładu lotnictwa w unijny cel zmniejszenia emisji w całej gospodarce i odpowiedniego wdrożenia globalnego środka rynkowego, [link](#)

dyrektywa EU ETS – dyrektywa PE i Rady (UE) 2023/959 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz decyzję (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, [link](#)

dyrektywa EED – dyrektywa PE i Rady (UE) 2023/1791 dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955, [link](#)

dyrektywa RED III – dyrektywa PE 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, [link](#)

dyrektywa budynkowa, EPBD – dyrektywa PE i Rady (UE) 2024/1275 z dnia 24 kwietnia 2024 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, [link](#)

rozporządzenie dotyczące etykietowania – rozporządzenie PE i Rady (UE) 2017/1369 z dnia 4 lipca 2017 r. ustanawiające ramy etykietowania energetycznego i uchylające dyrektywę 2010/30/UE, [link](#)

rozporządzenie LULUCF – rozporządzenie PE i Rady (UE) 2018/841 z dnia 30 maja 2018 r. w sprawie włączenia emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w wyniku działalności związanej z użytkowaniem gruntów, zmianą użytkowania gruntów i leśnictwem do ram polityki klimatyczno-energetycznej do 2030 r. i zmieniające rozporządzenie (UE) nr 525/2013 oraz decyzję nr 529/2013/UE, [link](#)

rozporządzenie governance – rozporządzenie PE i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń PE i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw PE i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylenia rozporządzenia PE i Rady (UE) nr 525/2013, [link](#)

rozporządzenie ALC – rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2019/1842 z dnia 31 października 2019 r. ustanawiające zasady stosowania dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w odniesieniu do dalszych ustaleń dotyczących dostosowań przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji ze względu na zmiany w poziomie działalności, [link](#)

rozporządzenie FAR – rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2019/331 z dnia 19 grudnia 2018 r. w sprawie ustanowienia przejściowych zasad dotyczących zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w całej Unii na podstawie art. 10a dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady, [link](#)

Europejskie prawo o klimacie – rozporządzenie PE i Rady (UE) 2021/1119 z dnia 30 czerwca 2021 r. w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmiany rozporządzeń (WE) nr 401/2009 i (UE) 2018/1999, [link](#)

rozporządzenie 2022/869 – rozporządzenie PE i Rady (UE) 2022/869 z dnia 30 maja 2022 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, zmiany rozporządzeń (WE) nr 715/2009, (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 oraz dyrektyw 2009/73/WE i (UE) 2019/944 oraz uchylenia rozporządzenia (UE) nr 347/2013, [link](#)

rozporządzenie 2022/2299 – rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2022/2299 z dnia 15 listopada 2022 r. ustanawiające zasady stosowania rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999

w odniesieniu do struktury, formatu, szczegółów technicznych i procedury dotyczących zintegrowanych krajowych sprawozdań z postępów, [link](#)

rozporządzenie LULUCF II – rozporządzenie PE i Rady (UE) 2023/839 z dnia 19 kwietnia 2023 r. w sprawie zmiany rozporządzenia (UE) 2018/841 w odniesieniu do zakresu stosowania, uproszczenia przepisów dotyczących sprawozdawczości i zgodności oraz określenia celów państw członkowskich na 2030 r., a także zmiany rozporządzenia (UE) 2018/1999 w odniesieniu do poprawy monitorowania, sprawozdawczości, śledzenia postępów i przeglądu, [link](#)

rozporządzenie ESR – wspólny wysiłek redukcyjny – rozporządzenie PE i Rady (UE) 2023/857 z dnia 19 kwietnia 2023 r. zmieniające rozporządzenie (UE) 2018/842 w sprawie wiążących rocznych redukcji emisji gazów cieplarnianych przez państwa członkowskie od 2021 r. do 2030 r. przyczyniających się do działań na rzecz klimatu w celu wywiązania się z zobowiązań wynikających z porozumienia paryskiego oraz zmieniające rozporządzenie (UE) 2018/1999, [link](#)

rozporządzenie AFIR – rozporządzenie PE i Rady (UE) 2023/1804 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych i uchylenia dyrektywy 2014/94/UE, [link](#)

rozporządzenie w sprawie baterii i zużytych baterii – rozporządzenie PE i Rady (UE) 2023/1542 z dnia 12 lipca 2023 r. w sprawie baterii i zużytych baterii, zmieniające dyrektywę 2008/98/WE i rozporządzenie (UE) 2019/1020 oraz uchylające dyrektywę 2006/66/WE (Tekst mający znaczenie dla EOG), [link](#)

rozporządzenie ReFuelEU Aviation – rozporządzenie PE i Rady (UE) 2023/2405 z dnia 18 października 2023 r. w sprawie zapewnienia równych warunków działania dla zrównoważonego transportu lotniczego, [link](#)

rozporządzenie FuelEU Maritime – rozporządzenie PE i Rady (UE) 2023/1805 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie stosowania paliw odnawialnych i niskoemisyjnych w transporcie morskim oraz zmiany dyrektywy 2009/16/WE, [link](#)

rozporządzenie dotyczące SFK – rozporządzenie PE i Rady (UE) 2023/955 z dnia 10 maja 2023 r. w sprawie ustanowienia Społecznego Funduszu Klimatycznego i zmieniające rozporządzenie (UE) 2021/1060, [link](#)

rozporządzenie MRV – rozporządzenie PE i Rady (UE) 2023/957 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniające rozporządzenie (UE) 2015/757 w celu włączenia transportu morskiego do unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji oraz monitorowania, raportowania i weryfikacji emisji dodatkowych gazów cieplarnianych i emisji z dodatkowych typów statków, [link](#)

rozporządzenie UE dotyczące surowców krytycznych – rozporządzenie PE i Rady (UE) 2024/1252 z dnia 11 kwietnia 2024 r. w sprawie ustanowienia ram na potrzeby zapewnienia bezpiecznych i zrównoważonych dostaw surowców krytycznych oraz zmiany rozporządzeń (UE) nr 168/2013, (UE) 2018/858, (UE) 2018/1724 i (UE) 2019/1020, [link](#)

rozporządzenie TEN-T – rozporządzenie PE i Rady (UE) 2024/1679 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie wytycznych Unii dotyczących rozwoju transeuropejskiej sieci transportowej (TEN-T), [link](#)

rozporządzenie Net Zero Industry Act, NZIA – rozporządzenie PE i Rady (UE) 2024/1735 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie ustanowienia ram środków na rzecz wzmocnienia europejskiego ekosystemu produkcji produktów technologii neutralnych emisyjnie, [link](#)

rozporządzenie UE dotyczące emisji metanu – rozporządzenie PE i Rady (UE) 2024/1787 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym oraz zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/942, [link](#)

rozporządzenie Nature Restoration Law, NRL – 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, [link](#)

rozporządzenie 2017/1938 – rozporządzenie Parlamentu europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010, [link](#)

rozporządzenie rynkowe (lub rozporządzenie 2019/943) – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej, [link](#)

rozporządzenie ws. ram certyfikacji pochłaniania CO₂ – rozporządzenie PE i Rady (UE) 2024/3012 z dnia 27 listopada 2024 r. w sprawie ustanowienia unijnych ram certyfikacji trwałego pochłaniania dwutlenku węgla, technik węglochłonnych oraz składowania dwutlenku węgla w produktach, [link](#)

Europejski Zielony Ład – Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Europejski Zielony Ład” (COM(2019) 640 final), [link](#)

Wykaz skrótów

aKPEiK	– aktualizacja Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030
BAT	– ang. <i>Best Available Technology</i> – najlepsza dostępna technologia
BECSS	– ang. <i>Bioenergy with Carbon Capture and Storage</i> – technologia wykorzystania bioenergii z wychwytywaniem i składowaniem dwutlenku węgla
BREF	– ang. <i>Best Available Techniques Reference</i> – dokumenty referencyjne BAT
BS	– Bank Światowy
CAPEX	– ang. <i>capital expenditure</i> – nakłady inwestycyjne
CCS/CCUS	– ang. <i>Carbon Capture (Utilization) and Storage</i> – technologia wychwytu (wykorzystania) i składowania dwutlenku węgla
CO	– centralne ogrzewanie
COP	– ang. <i>Coefficient of Performance</i> – współczynnik efektywności pompy ciepła
CWU	– ciepła woda użytkowa
DSR	– ang. <i>Demand Side Response</i> – reakcja strony popytowej
EED	– ang. <i>Energy Efficiency Directive</i> – dyrektywa o efektywności energetycznej
ENPEP	– ang. <i>Energy and Power Evaluation Program</i> – pakiet programów do analiz rozwoju sektora energii
EUA	– ang. <i>European Union Allowance</i> – uprawnienia do emisji służące do rozliczania emisji w europejskim systemie handlu uprawnieniami do emisji. 1 EUA = 1 t. ekw. CO ₂
EU ETS	– ang. <i>European Union Emissions Trading System</i> – Europejski System Handlu Uprawnieniami do Emisji
EUROSTAT	– Europejski Urząd Statystyczny
FBC	– ang. <i>fluidized bed combustion</i> – jednostki z kotłami fluidalnymi
GCV	– ang. <i>gross calorific value</i> – ciepło spalania paliwa
GHG	– ang. <i>greenhouse gases</i> – gazy cieplarniane
GTCC	– ang. <i>gas turbine combined cycle</i> – kombinowane układy gazowo-parowe
GUS	– Główny Urząd Statystyczny
HVO/COHVO	– ang. <i>hydrated vegetable oils/co-processing hydrated vegetable oils</i> – uwodornione oleje roślinne/współ-uwodornione oleje roślinne
IED	– ang. <i>Industrial Emissions Directive</i> – dyrektywa w sprawie emisji przemysłowych
IGCC	– ang. <i>Integrated Gasification Combined Cycle</i> – zintegrowany układ zgazowania węgla
IRENA	– International Renewable Energy Agency
IPCC	– ang. <i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i> – Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu

IRIESP	- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
JWCD	- jednostka wytwórcza centralnie dysponowana
KE	- Komisja Europejska
KOBiZE	- Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami
KPEiK	- Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030
KSE	- Krajowy System Elektroenergetyczny
LCP	- ang. <i>Large Combustion Plants</i> – dyrektywa 2001/80/WE w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania paliw
LNG	- ang. <i>Liquefied Natural Gas</i> – skroplony gaz ziemny
LPG	- ang. <i>Liquefied Petroleum Gas</i> – skroplony gaz petrochemiczny
LULUCF	- ang. <i>Land Use, Land Use Change and Forestry</i> , użytkowanie gruntów, zmianą użytkowania gruntów i leśnictwo.
MAE	- Międzynarodowa Agencja Energetyczna
MAED	- ang. <i>Model for Analysis of Energy Demand</i> – model do analizy zapotrzebowania na energię
ME	- minister właściwy ds. energii
MESSAGE	- ang. <i>Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts</i> – model alternatywnych strategii zaopatrzenia w energię i ich ogólne oddziaływanie na środowisko
MEW	- małe elektrownie wodne o mocy do 5 MW
MF	- minister właściwy ds. finansów publicznych
MSR	- ang. <i>Market Stability Reserve</i> - Mechanizm Rezerwy Stabilizacyjnej
nJWCD	- jednostki wytwórcze niebędące jednostkami wytwórczymi centralnie dysponowanymi
NBP	- Narodowy Bank Polski
NCV	- ang. <i>net calorific value</i> - wartość opałowa paliwa
NEC	- ang. <i>National Emission Ceilings</i> – dyrektywa 2016/2284 w sprawie redukcji krajowych emisji niektórych rodzajów zanieczyszczeń atmosferycznych, zmiany dyrektywy 2003/35/WE oraz uchylecia dyrektywy 2001/81/WE
NFR	- ang. <i>Nomenclature for Reporting</i> – format podziału źródeł emisji na kategorie stosowany w ramach konwencji CLRTAP
NMLZO	- niemetanowe lotne związki organiczne
NREL	- National Renewable Energy Laboratory
OOL	- olej opałowy lekki
OPEX	- ang. <i>operating expenditures</i> - wydatki operacyjne
OSP	- operator systemu przesyłowego
OZE	- odnawialne źródła energii
PE	- Parlament Europejski
PEP	- Polityka energetyczna Polski
PIG	- Państwowy Instytut Górniczy – Państwowy Instytut Badawczy
PKB	- Produkt Krajowy Brutto
PKB/Ma	- wskaźnik PKB na mieszkańca
pkm	- pasażerokilometry
PPEJ	- Program polskiej energetyki jądrowej
PPP	- ang. <i>Purchasing Power Parities</i> – parytet siły nabywczej
RE	- Rada Europejska
RES	- ang. <i>Renewable Energy Sources</i> – energia ze źródeł odnawialnych
RES-OS	- udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto (denominator wskaźnika w skali kraju – Overall Share)
RES-E	- udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w obszarze elektroenergetycznym (denominator wskaźnika sektorowego)

RES-H&C	- udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w obszarze ciepłowniczo-chłodniczym (denominator wskaźnika sektorowego)
RES-T	- udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w obszarze transportowym (denominator wskaźnika sektorowego)
RFNBO	- paliwa odnawialne pochodzenia niebiologicznego, w tym wodór odnawialny pochodzenia niebiologicznego „wodór RFNBO”, w rozumieniu dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz.U. L 328 z 21.12.2018, s. 82, ze zm.) oraz rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) 2023/1184 z dnia 10 lutego 2023 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 przez ustanowienie unijnej metodyki określającej szczegółowe zasady produkcji odnawialnych ciekłych i gazowych paliw transportowych pochodzenia niebiologicznego (Dz.U. L 157 z 20.6.2023, str. 11)
SOR	- Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do 2030 r.
SMR	- ang. <i>Small Modular Reactor</i> - reaktor jądrowy o mocy do 300 MWe
STEAM-PL	- ang. <i>Set of Tools for Energy Demand Analysis and Modelling</i> – model zapotrzebowania na paliwa i energię dla Polski
TG	- turbiny gazowe
tkm	- tonokilometry
WAM	- ang. <i>with additional measures</i> – scenariusz z dodatkowymi politykami i działaniami
WEM	- ang. <i>with existing measures</i> – scenariusz wdrożonych polityk i działań

Spis tabel

Tabela 1.1. Emisje gazów cieplarnianych w latach 1988-2022 według sektorów [Mt CO ₂ eq].....	7
Tabela 1.2. Emisje gazów cieplarnianych w sektorze 1A. Spalanie paliw [Mt CO ₂ eq]	8
Tabela 1.3. Porównanie emisji w sektorach non-ETS z przyznanymi rocznymi jednostkami emisji (AEA) w latach 2013-2020 (emisje wyrażone w kt CO ₂ eq przeliczonych wg GWP z AR4)	9
Tabela 1.4. Obliczenie emisji w sektorze non-ETS w 2021 i 2022 r. oraz porównanie jej z rocznymi limitami emisji (przelicznymi wg GWP z AR5)	9
Tabela 1.5. Krajowa inwentaryzacja emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w sektorze LULUCF w latach 1988-2021 wg kat. źródłowych [kt CO ₂ eq]	11
Tabela 1.6. Źródła danych prognoz zmian aktywności, wykorzystane do projekcji emisji gazów cieplarnianych oraz zanieczyszczeń powietrza (zgodnie z dyrektywą NEC).....	12
Tabela 1.7. Projekcje emisji gazów cieplarnianych według sektorów.....	13
Tabela 1.8. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w sektorze 1A. Spalanie paliw	14
Tabela 1.9. Prognozowane emisje CO ₂	15
Tabela 1.10. Prognozowane emisje N ₂ O	16
Tabela 1.11. Prognozowane emisje CH ₄	17
Tabela 1.12. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w podziale na ETS i non-ETS	18
Tabela 1.13. Projekcje emisji dwutlenku siarki, według sektorów (kategorii NFR)	19
Tabela 1.14. Projekcje emisji tlenków azotu, według sektorów (kategorii NFR)	20
Tabela 1.15. Projekcje emisji NMLZO, według sektorów (kategorii NFR)	21
Tabela 1.16. Projekcje emisji amoniaku, według sektorów (kategorii NFR)	22
Tabela 1.17. Projekcje emisji pyłu PM _{2,5} , według sektorów (kategorii NFR).....	23
Tabela 1.18. Prognozowana redukcja emisji zanieczyszczeń powietrza w latach 2025-2050 w stosunku do celów określonych w dyrektywie NEC	24
Tabela 1.19. Sektorowe i całkowite zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych.....	31
Tabela 1.20. Sektor elektroenergetyczny	32
Tabela 1.21. Sektor ciepłownictwa i chłodnictwa	33
Tabela 1.22. Sektor transportu	34
Tabela 1.23. Wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w budynkach [GWh].....	36
Tabela 1.24. Wytwarzanie ciepła z odnawialnych źródeł energii w budynkach [ktoe]	36
Tabela 1.25. OZE w budynkach [ktoe]	37
Tabela 1.26. OZE w przemyśle [ktoe].....	37
Tabela 2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem [ktoe]	39
Tabela 2.2. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory (bez zużycia nieenergetycznego) [ktoe].....	40
Tabela 2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki [ktoe]	41
Tabela 2.4. Zużycie nieenergetyczne w podziale na paliwa [ktoe]	42
Tabela 2.5. Wskaźniki intensywności zużycia energii pierwotnej względem PKB [toe/mln EUR'2024] ..	43
Tabela 2.6. Wskaźniki intensywności zużycia energii pierwotnej na mieszkańca [toe/Ma].....	43
Tabela 2.7. Wskaźniki intensywności zużycia energii finalnej w podziale na sektory [toe/mln EUR'2024]	43
Tabela 2.8. Wsad paliwowy na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej [ktoe]	44
Tabela 2.9. Wsad paliwowy w pozostałe procesy konwersji [ktoe]	45
Tabela 2.10. Procentowy udział wytwarzania skojarzonego w produkcji energii elektrycznej i ciepła ...	45
Tabela 2.11. Produkcja energii ciepłej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach [TJ]	46
Tabela 2.12. Produkcja energii ciepłej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach (ciepłownictwie systemowym) w podziale na paliwa [TJ]	46
Tabela 2.13. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach grzewczych w podziale na sektory [PJ]	47
Tabela 2.14. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach ciepła w podziale na paliwa i nośniki energii [PJ]	48
Tabela 3.1. Krajowy potencjał biomasy stałej dla scenariusza WEM [PJ/rok].....	53
Tabela 3.2. Jednostki energetyki zawodowej (JWCD).....	55
Tabela 3.3. Struktura mocy zainstalowanej turbozespołów (stan na 31 grudnia 2022 r.).....	57

Tabela 3.4 Przedsiębiorstwa według grup mocy zainstalowanej i osiągalnej [MW].....	58
Tabela 3.5. Krajowy bilans energii 2005-2020 (Mtoe).....	59
Tabela 3.6. Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa [ktoe] – scenariusz WEM.....	62
Tabela 3.7. Saldo importowo-eksportowe netto [ktoe].....	63
Tabela 3.8. Saldo importowo-eksportowe netto energii elektrycznej [ktoe]	63
Tabela 3.9. Uzależnienie od importu z państw trzecich.....	64
Tabela 3.10. Główne źródła importu (państwa)	65
Tabela 3.11 Krajowe zużycie brutto paliw i energii [ktoe] – scenariusz WEM.....	67
Tabela 3.12 Produkcja energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto – scenariusz WEM.....	68
Tabela 3.13. Produkcja energii elektrycznej brutto [TWh] – scenariusz WEM	69
Tabela 3.14. Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii (scenariusz WEM) [MW].....	72
Tabela 4.1. Charakterystyka polskich połączeń transgranicznych systemu elektroenergetycznego	75
Tabela 4.2. Transgraniczna przepustowość połączeń międzysystemowych energii elektrycznej na występujących i planowanych połączeniach [MW].....	79
Tabela 4.3. Zdolności przesyłowe netto połączeń międzysystemowych energii elektrycznej na występujących i planowanych połączeniach [MW].....	80
Tabela 4.4. Poziom połączeń międzysystemowych.....	81
Tabela 4.5. Parametry transgranicznych punktów wejścia i wyjścia do systemu przesyłowego gazowego	84
Tabela 4.6 Prognoza parametrów transgranicznych punktów wejścia do systemu przesyłowego gazowego.....	88
Tabela 4.7. Charakterystyka krajowych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych.....	91
Tabela 4.8. Nakłady inwestycyjne w OSP ogółem [mln PLN]	92
Tabela 4.9. Charakterystyka techniczna Krajowego Systemu Przesyłowego	94
Tabela 4.10. Maksymalne zdolności instalacji magazynowych w sezonie 2023/2024.....	96
Tabela 4.11. Struktura sprzedaży energii elektrycznej w elektrowniach zawodowych ciepłych	102
Tabela 4.12. Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym.....	103
Tabela 4.13. Sprzedaż gazu ziemnego (GWh).....	105
Tabela 4.14. Wydobywanie i import gazu ziemnego w latach 2005, 2010, 2015, 2022, 2023	106
Tabela 4.15. Składniki cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych.....	106
Tabela 4.16. Jednostkowe koszty energii elektrycznej sprzedanej	107
Tabela 4.17. Techniczny koszt wytwarzania energii elektrycznej w podziale na paliwa.....	107
Tabela 4.18. Uśrednione ceny ciepła sieciowego i opłat za usługi dystrybucji ciepła [PLN/GJ]	107
Tabela 4.19. Uśrednione ceny ciepła sieciowego wytworzonego w rozróżnieniu na poszczególne paliwa [PLN/GJ]	107
Tabela 4.20 Składniki jednostkowych kosztów ciepła w krajowym ciepłownictwie [PLN/GJ].....	108
Tabela 4.21. Wydatki gospodarstw domowych na nośniki energii w latach 2005-2022 w cenach bieżących	108
Tabela 4.22. Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej [EUR'2024/MWh] – scenariusz WEM	109
Tabela 4.23. Jednostkowe koszty wytwarzania wodoru w procesie elektrolizy [EUR'2024/kg] – scenariusz WEM	109
Tabela 4.24. Ceny energii elektrycznej z podziałem na sektor [EUR'2024/kWh] – scenariusz WEM...109	
Tabela 4.25. Krajowe ceny detaliczne paliw – gaz ziemny [EUR'2024/ktoe] scenariusz WEM.....	110
Tabela 4.26. Krajowe ceny detaliczne paliw – węgiel kamienny energetyczny i koksujący [EUR'2024/ktoe] scenariusz WEM	110
Tabela 4.27. Krajowe ceny detaliczne paliw – lekki olej opałowy i olej napędowy [EUR'2024/ktoe] scenariusz WEM	110
Tabela 4.28. Krajowe ceny detaliczne paliw – benzyna i LPG [EUR'2024/ktoe] scenariusz WEM.....	111
Tabela 4.29. Prognozowane nakłady inwestycyjne overnight w sektorze wytwórczym w latach 2021-2040* [mld EUR'2024].....	112
Tabela 4.30. Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze wytwórczym w latach 2021-2040 z uwzględnieniem kosztów kapitału w trakcie budowy [mld EUR'2024].....	113

Tabela 4.31. Prognozowane nakłady inwestycyjne w podsektorze przesyłu i dystrybucji [mld EUR'2024]	113
Tabela 4.32. Projekty infrastruktury przesyłowej gazu zrealizowane przy wsparciu POIiŚ 2014-2020	114
Tabela 4.33. Nakłady inwestycyjne w sektorach paliwowo-energetycznych [mln EUR'2024] dla scenariusza WEM	116
Tabela 5.1. Nakłady na badania i rozwój w poszczególnych sektorach technologii ograniczających emisje (mln EUR'2024)	117

Spis wykresów i rysunków

Rysunek 1.1. Emisje gazów cieplarnianych w latach 1988-2022 (z uwzględnieniem emisji pośredniej CO ₂ i wyłączeniem emisji i pochłaniania z LULUCF) wg gazów	5
Rysunek 1.2. Zagregowane saldo emisji gazów cieplarnianych sektora LULUCF w latach 1988-2021 wg kategorii źródłowych	10
Rysunek 1.3. Emisje historyczne (1990-2020) oraz projekcje emisji gazów cieplarnianych (z uwzględnieniem emisji pośredniej CO ₂ i wyłączeniem emisji i pochłaniania z LULUCF) wg sektorów	13
Rysunek 1.4. Udział OZE w ujęciu krajowym	24
Rysunek 1.5. Porównanie udziałów OZE w poszczególnych sektorach gospodarki	25
Rysunek 1.6. Udział OZE w finalnym zapotrzebowaniu brutto oraz w poszczególnych sektorach gospodarki	27
Rysunek 1.7. Produkcja energii elektrycznej z OZE w podziale na technologie - sektor elektroenergetyczny [ktoe]	27
Rysunek 1.8. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - ciepłownictwo i chłodnictwo [ktoe]	28
Rysunek 1.9. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - sektor transportu [ktoe]	29
Rysunek 1.10. Struktura zużycia paliw z OZE i energii elektrycznej (nie tylko z OZE) w transporcie pasażerskim z uwzględnieniem sprawności przetwarzania energii*	29
Rysunek 1.11. Struktura zużycia paliw z OZE i energii elektrycznej (nie tylko z OZE) w transporcie towarowym z uwzględnieniem sprawności przetwarzania energii*	30
Rysunek 2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem w latach 2011-2021	38
Rysunek 2.2. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem	39
Rysunek 2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory (bez zużycia nieenergetycznego)	40
Rysunek 2.4. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki	42
Rysunek 2.5. Produkcja ciepła systemowego w podziale na paliwa [PJ]	47
Rysunek 3.1. Wydobycie węgla kamiennego w Polsce w latach 1990-2024	51
Rysunek 3.2. Zasoby i wydobycie węgla brunatnego w Polsce w latach 1990-2024	51
Rysunek 3.3. Zasoby i wydobycie gazu ziemnego w Polsce w latach 1990-2024	52
Rysunek 3.4. Struktura wiekowa turbozespołów w odniesieniu do mocy zainstalowanej w KSE (stan na 31 grudnia 2022 r.)	56
Rysunek 3.5. Struktura wiekowa kotłów w odniesieniu do wydajności urządzeń w KSE (stan na 31 grudnia 2022 r.)	56
Rysunek 3.6. Struktura wydajności kotłów energetycznych (stan na 31 grudnia 2022 r.)	57
Rysunek 3.7. Struktura przedsiębiorstw ciepłowniczych według mocy zainstalowanej [MW] w źródłach ciepła w 2022 r.	58
Rysunek 3.8. Krajowy bilans energii 2005-2020	60
Rysunek 3.9. Produkcja energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto - scenariusz WEM	68
Rysunek 3.10. Produkcja energii elektrycznej brutto w Polsce z podziałem na paliwa (scenariusz WEM)	70
Rysunek 3.11. Moc osiągalna źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii (scenariusz WEM)	72

Rysunek 4.1. Ogólny schemat połączeń transgranicznych systemu elektroenergetycznego	75
Rysunek 4.2. Bilans handlowych i rzeczywistych przepływów energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami w 2023 r. [GWh].....	76
Rysunek 4.3. Krajowy system przesyłowy gazu	82
Rysunek 4.4. Poglądowy schemat lokalizacji podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego	83
Rysunek 4.5. Połączenie międzysystemowe sieci gazowej.....	86
Rysunek 4.6. Schemat sieci przesyłowej z naniesionymi obszarami działania poszczególnych oddziałów PSE S.A (stan na 31.12.2023 r.)	92
Rysunek 4.7. Schemat sieci przesyłowej ze zmianami wynikającymi z realizacji planowanych zadań inwestycyjnych wg scenariusza	93
Rysunek 4.8. System przesyłowy gazu ziemnego	96
Rysunek 4.9. Najważniejsze inwestycje planowane w perspektywie do 2035 r.	97
Rysunek 4.10. Poglądowy układ infrastruktury spółki PERN S.A. (stan na 2024 r.)	99
Rysunek 4.11. Kierunki importu benzyn silnikowych w latach 2005, 2010, 2015 i 2020	100
Rysunek 4.12. Produkcja ogółem energii elektrycznej w latach 2005-2022	101
Rysunek 4.13. Produkcja energii elektrycznej wg nośników energii w latach 2005, 2010, 2015, 2016	102
Rysunek 4.14. Sprzedaż gazu ziemnego odbiorcom przemysłowym i gospodarstwom domowym w latach 2005, 2010, 2015, 2020, 2022 (GWh).....	105
Rysunek 4.15. Struktura sprzedaży gazu odbiorcom końcowym w podziale na sektory (GWh) – stan na koniec 2022 r.....	105
Rysunek 5.1. Ceny hurtowe energii elektrycznej z Rynku Dnia Następnego w wybranych krajach UE w latach 2015-2023.....	117
Rysunek 5.2. Ceny hurtowe energii elektrycznej z Rynku Dnia Następnego w krajach UE w 2023 r....	118
Rysunek 5.3. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych za I półrocze 2023 r. - kategoria IC (500 – 1 999 MWh).....	118
Rysunek 5.4. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych za I półrocze 2023 r.- kategoria ID (2 000 - 19 999 MWh).....	119
Rysunek 5.5. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych za I półrocze 2023 r. - kategoria IE (20 000 – 69 999 MWh).....	119
Rysunek 5.6. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych za I półrocze 2023 r.- kategoria DB (1 000 – 2 499 kWh)	120
Rysunek 5.7. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych za I półrocze 2023 r.- kategoria DC (2 500 – 4 999 kWh)	120
Rysunek 5.8. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych za I półrocze 2023 r.- kategoria DD (5 000 – 14 999 MWh)	121