



Ministerstwo
Klimatu i Środowiska

WERSJA
WSTĘPNA

Załącznik 1. do aKPEiK

Scenariusz transformacji w warunkach rynkowo-technicznych (ang. with existing measures, WEM)



Warszawa 2024

Spis treści

Wprowadzenie.....	5
1. Założenia prognostyczne.....	6
1.1. Liczba ludności.....	6
1.2. Produkt Krajowy Brutto (PKB)	6
1.3. Sektorowa wartość dodana brutto	7
1.4. Liczba i wielkość gospodarstw domowych.....	7
1.5. Dochód rozporządzalny gospodarstw domowych	8
1.6. Praca przewozowa transportu pasażerskiego	9
1.7. Praca przewozowa transportu towarowego.....	10
1.8. Międzynarodowe ceny importowe paliw	10
1.9. Ceny uprawnień do emisji CO ₂ w ramach systemu EU ETS	11
1.10. Kursy wymiany walut	12
1.11. Liczba stopniodni grzania i chłodzenia	12
1.12. Założenia dotyczące kosztów technologii wykorzystywane w tworzeniu modeli dla najważniejszych technologii.....	12
1.13. Pozostałe kluczowe parametry mające wpływ na rozwój sektora paliwowo-energetycznego ...	17
1.13.1. Harmonogram likwidacji wyeksploatowanych mocy wytwórczych energii elektrycznej	17
1.13.2. Główne założenia dotyczące mocy i technologii uwzględnionych w prognozach	19
1.13.3. Nowe moce wytwórcze zdeterminowane	22
1.13.4. Założenia dotyczące wymaganej rezerwy mocy w systemie	23
1.13.5. Wymiana transgraniczna	24
1.13.6. Sieci przesyłowe i dystrybucyjne	24
1.13.7. Założenia dotyczące rozwoju elektromobilności i pomp ciepła	24
2. Wymiar obniżenie emisyjności	25
2.1. Emisje i pochłanianie gazów cieplarnianych oraz emisje innych substancji.....	25
2.1.1. Trendy w zakresie obecnych emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w EU ETS i non-ETS oraz w sektorach LULUCF, a także w różnych sektorach energetycznych	25
2.1.2. Prognozy dotyczące zmian w sektorach przy istniejących politykach i środkach krajowych i unijnych, a także prognozy emisji substancji zanieczyszczających powietrze	33
2.1.3. Energia ze źródeł odnawialnych.....	45
2.1.3.1. Prognozy rozwoju OZE przy istniejących politykach i środkach.....	47
2.1.3.2. Prognozy rozwoju OZE w budynkach i w przemyśle przy istniejących politykach i środkach	54
3. Wymiar „efektywność energetyczna”.....	55
3.1.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej.....	56
3.1.2. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory.....	56
3.1.3. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa.....	57
3.1.4. Zużycie nieenergetyczne.....	59
3.1.5. Intensywność zużycia energii pierwotnej.....	60

3.1.6.	Intensywność zużycia energii finalnej.....	61
3.1.7.	Wsad paliwowy w wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej.....	61
3.1.8.	Wsad paliwowy w pozostałe procesy konwersji.....	62
3.1.9.	Udział wytwarzania skojarzonego w produkcji energii elektrycznej i ciepła.....	62
3.1.10.	Produkcja energii ciepłej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach.....	63
3.1.11.	Potencjał wysokosprawnej kogeneracji.....	64
4.	Wymiar „bezpieczeństwo energetyczne”.....	66
4.1.1.	Krajowe zasoby energetyczne.....	66
4.1.1.1.	Krajowy koszyk energetyczny 2005-2020.....	70
4.1.2.	Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa.....	71
4.1.3.	Import netto z podziałem na rodzaj paliwa.....	73
4.1.4.	Główne źródła importu.....	75
4.1.5.	Zużycie krajowe brutto paliw i energii.....	77
4.1.6.	Produkcja energii elektrycznej i ciepła.....	78
4.1.7.	Produkcja energii elektrycznej brutto z podziałem na paliwo.....	79
4.1.8.	Zdolności wytwórcze energii elektrycznej z podziałem na źródła.....	81
5.	Wymiar „wewnętrzny rynek energii”.....	83
5.1.1.	Międzysystemowe połączenia.....	83
5.1.1.1.	Energia elektryczna.....	83
5.1.1.2.	Gaz ziemny.....	90
5.1.2.	Infrastruktura do przesyłu energii.....	95
5.1.2.1.	Energia elektryczna.....	95
5.1.2.2.	Gaz ziemny.....	99
5.1.2.3.	Ropa naftowa i paliwa ciekłe.....	100
5.1.3.	Rynek energii elektrycznej i gazu ziemnego, ceny energii.....	103
6.	Wymiar „badania naukowe, innowacje i konkurencyjność”.....	109
6.1.1.	Obecna sytuacja sektora technologii ograniczających emisje i jego pozycja na rynku globalnym 109	
6.1.2.	Obecny poziom nakładów publicznych i prywatnych na badania naukowe i innowacje w zakresie technologii niskoemisyjnych, obecna liczba patentów oraz obecna liczba osób prowadzących badania naukowe.....	117
6.1.3.	Opis dotacji w dziedzinie energii, w tym dotacji do paliw kopalnych.....	127
6.1.4.	Obecny poziom cen hurtowych i detalicznych energii elektrycznej na tle państw regionu i średniej UE 131	
6.1.5.	Prognozy dotyczące rozwoju nakładów na badania i innowacje przy istniejących politykach i środkach.....	135
6.1.6.	Prognoza nakładów inwestycyjnych ponoszonych na badania nad ograniczeniem emisji.....	137
7.	Przegląd potrzeb inwestycyjnych.....	138
7.1.1.	Czynniki ryzyka finansowego.....	138
8.	Opis metodyki prognozowania.....	141

Definicje	153
Wykaz skrótów	156

Wprowadzenie

Niniejszy dokument zawiera wyniki analiz i prognoz w **scenariuszu WEM (ang. *with existing measures*)**, który rozumiany jest jako **bazowy tj. scenariusz transformacji w warunkach rynkowo-technicznych**. Scenariusz WEM stanowi ocenę sytuacji przy wdrożonych¹ oraz planowanych politykach i środkach, których efekty będą wpływać na poziom celów klimatyczno-energetycznych do 2030 r. Niżej prezentowane prognozy są realne w ujęciu technicznym, organizacyjnym, ekonomicznym w perspektywie krótkoterminowej tj. do 2030 r.

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 na zlecenie Ministerstwa Klimatu i Środowiska przez Konsorcjum, w skład którego wchodziły: Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy (IOŚ-PIB) oraz Agencja Rynku Energii S.A. (ARE SA). 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.

Treść dokumentu prezentuje analizę i ocenę obecnej sytuacji oraz prognozy rozwoju sektora paliwowo-energetycznego przy istniejących politykach i środkach 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 kluczowe założenia i opis prognozowanych stopniowych zmian głównych czynników zewnętrznych mających wpływ na rozwój systemu energetycznego i emisji gazów cieplarnianych.

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. Założenia prognostyczne

Poniżej przedstawiono informacje nt. prognozowanego kształtowania się głównych czynników zewnętrznych mających wpływ na rozwój sytuacji w systemie energetycznym i emisje gazów cieplarnianych.

1.1. Liczba ludności

Do celów pracy wykorzystano projekcję liczby ludności w Polsce na podstawie wytycznych KE, skorygowaną nieznacznie w górę w celu odzwierciedlenia procesów imigracyjnych.

Tabela 2.1. Liczba ludności [mln]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Ogółem	38,1	38,1	38,0	38,0	38,0	37,9
Miasto	23,4	23,1	22,9	22,7	22,7	22,6
Wieś	14,7	14,9	15,1	15,3	15,3	15,3

Źródło: ARE S.A. na podstawie wytycznych KE, prognoz GUS

Zaprezentowana projekcja demograficzna zakłada spadek liczby ludności. Należy przy tym odnotować, że spadek dotyczy ludności w aglomeracjach miejskich, przy jednoczesnym, sukcesywnym wzroście liczby ludności zamieszkałej na obszarach wiejskich. Wynika to przede wszystkim z postępującego od mniej więcej 2000 r. kierunku przemieszczeń ludności z miast na wieś, najczęściej do gmin podmiejskich skupionych wokół dużych miast. Przyjęte do obliczeń modelowych projekcje liczby ludności są wyższe od prezentowanych przez GUS – uwzględniono szacunki Centrum Analiz Unii Metropolii Polskich², które wskazują na wyższe wartości od podawanych w oficjalnych statystykach.

1.2. Produkt Krajowy Brutto (PKB)

Scenariusz makroekonomiczny, na bazie którego powstała projekcja zapotrzebowania na energię w Polsce, został oparty na wytycznych KE (założenia do scenariusza Referencyjnego PRIMES2020³). Przyjętą do obliczeń modelowych projekcję wzrostu PKB dla Polski w wartościach bezwzględnych przedstawiono w tabeli poniżej (Tabela 2.2), natomiast projekcje średniorocznych wzrostów w kolejnej tabeli (Tabela 2.3). Z zaprezentowanych projekcji wynika średnioroczne tempo wzrostu PKB w Polsce w rozpatrywanym okresie na poziomie 1,8%.

Tabela 2.2. Produkt Krajowy Brutto [mln EUR'2020]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
PKB	286 657	361 804	419 955	475 755	561 399	632 335

Źródło: EUROSTAT, PRIMES2020 Scenariusz Referencyjny

Tabela 2.3. Dynamika wzrostu PKB w latach 2021–2030 (średniorocznie)

	2021-2025	2026-2030
--	-----------	-----------

² <https://metropolie.pl/artukul/34-million-ukrainians-in-poland-new-report-by-the-union-of-polish-metropolises>

³ E3-Modelling: Prof. P. Capros, A. De Vita, A. Florou. Energy, transport and GHG emissions – Trends to 2050. PRIMES2020 Reference Scenario. Brussels/Athens, July 2021

PKB	103,6	102,4
-----	-------	-------

Źródło: EUROSTAT, PRIMES2020 Scenariusz Referencyjny

1.3. Sektorowa wartość dodana brutto

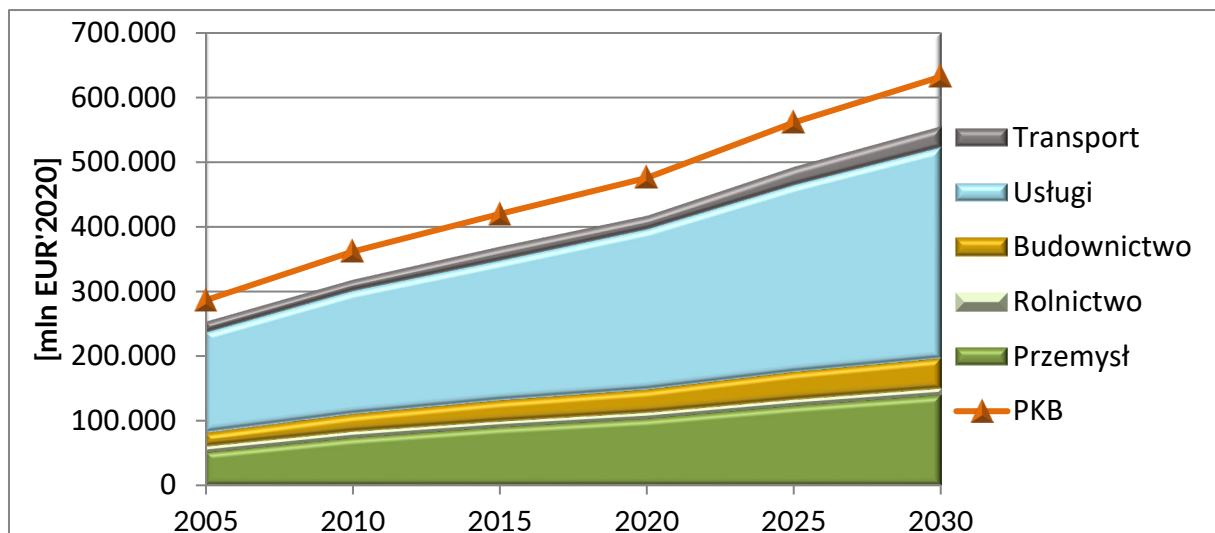
Strukturę tworzenia wartości dodanej brutto wyznaczono na podstawie przyjętej ścieżki założeń makroekonomicznych do modelu PRIMES2020 (Scenariusz referencyjny). Wartości tej projekcji zostały nieznacznie skorygowane w początkowym okresie prognozy w celu ich dostosowania do danych statystycznych z 2020 r. (Tabela 2.4).

Tabela 2.4. Sektorowa wartość dodana brutto [mln EUR'2020]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Wartość dodana brutto	253 404	318 290	369 495	417 356	492 952	555 333
Przemysł	52 112	74 580	90 851	103 547	123 007	139 249
Rolnictwo	9 312	9 284	8 624	8 958	9 447	9 961
Transport	16 527	16 831	21 386	20 554	27 768	32 094
Budownictwo	20 772	27 023	32 431	36 001	43 006	47 285
Usługi	154 681	190 572	216 203	248 296	289 724	326 744

Źródło: EUROSTAT, PRIMES Ref2020, ARE SA

Zgodnie z założonym scenariuszem wzrostu wartości dodanej w poszczególnych sektorach, najszybciej rozwijającym się sektorem gospodarki będą usługi (Rysunek 2.1). Drugim, obok usług sektorem napędzającym gospodarkę jest przemysł.



Rysunek 2.1. PKB i struktura tworzenia wartości dodanej brutto w Polsce

1.4. Liczba i wielkość gospodarstw domowych

Na podstawie przewidywanej liczby ludności w kraju, sporządzono projekcje liczby gospodarstw domowych (Tabela 2.5) i przeciętnej liczby osób zamieszkujących jedno gospodarstwo domowe (Tabela 2.6). Oszacowań dokonano na podstawie analizy trendu historycznego oraz porównań z najnowszymi

projekcjami przygotowywanymi przez GUS⁴. Z zaprezentowanego zestawienia wynika, że następować będzie stopniowa poprawa warunków mieszkaniowych w Polsce, przejawiająca się spadkiem liczby osób przypadających na jedno gospodarstwo domowe. W 2020 r. na jedno gospodarstwo domowe przypadało średnio 2,5 osoby. Przewiduje się poprawę tego wskaźnika w rozpatrywanym horyzoncie czasowym do poziomu ok. 2,4 w 2030 r.

Tabela 2.5. Liczba gospodarstw domowych

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Ogółem	12 776	13 471	13 962	15 016	15 694	16 088
Miasto	8 580	9 088	9 398	10 154	10 598	10 793
Wieś	4 196	4 383	4 564	4 862	5 096	5 295

Źródło: GUS, ARE SA

Tabela 2.6. Liczba osób przypadających na jedno gospodarstwo domowe

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Ogółem	3,0	2,8	2,7	2,5	2,4	2,4
Miasto	2,7	2,5	2,4	2,2	2,1	2,1
Wieś	3,5	3,4	3,3	3,1	3,0	2,9

Źródło: GUS, ARE SA

1.5. Dochód rozporządzalny gospodarstw domowych

Zgodnie z metodyką przyjętą przez EUROSTAT i zaimplementowaną do polskiej statystyki, dochód rozporządzalny gospodarstw domowych (*household's available income*), to suma rocznych dochodów pieniężnych brutto wszystkich członków gospodarstwa domowego, pomniejszona o zaliczki na podatek dochodowy, podatki od dochodów z własności, składki na ubezpieczenie społeczne i zdrowotne, transfery pieniężne przekazane innym gospodarstwom domowym oraz rozliczenia z Urzędem Skarbowym. Innymi słowy są to środki pieniężne, które gospodarstwa domowe mogą przeznaczać na konsumpcję, inwestycje lub oszczędności. Wskaźnik ten umożliwia ocenę realnej siły nabywczej gospodarstw domowych. Do celów pracy wykorzystano dane prezentowane w publikacji GUS⁵, dotyczące poziomu przeciętnego miesięcznego dochodu rozporządzalnego na osobę. Prognozę tego wskaźnika (Tabela 2.7) sporządzono w oparciu o założone projekcje wzrostu PKB w kraju i średniej liczby osób przypadających na jedno gospodarstwo domowe.

Tabela 2.7. Projekcja dochodu rozporządzalnego gospodarstw domowych [EUR'2020]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Ogółem kraj	6 769	10 204	10 819	13 125	15 502	17 464

Źródło: GUS, ARE SA

Zgodnie z zaprezentowaną projekcją, dochód rozporządzalny gospodarstw domowych wzrasta w latach 2020-2030 o ok. 33%. Wzrost tego wskaźnika odzwierciedla poprawę sytuacji materialnej społeczeństwa i będzie między innymi determinował przyszły wzrost zapotrzebowania na energię w kraju. Dochód rozporządzalny gospodarstw domowych będzie korygowany w kolejnych pętlach obliczeniowych z zastosowaniem modelu ekonomicznego CGE.

⁴ Prognoza liczby ludności na lata 2023-2060. Główny Urząd Statystyczny, Warszawa 2023

⁵ „Budżety gospodarstw domowych” – GUS, Warszawa

1.6. Praca przewozowa transportu pasażerskiego

Popyt na pracę przewozową jest podstawowym czynnikiem wpływającym na poziom zapotrzebowania na paliwa i energię i w konsekwencji na poziom emisji w sektorze transportu. Prognozy tego popytu bazują na danych z lat 2005-2020 i zostały skonfrontowane z założeniami z tego obszaru przyjętymi w scenariuszu referencyjnym PRIMES2020⁸ oraz wielkościami pochodzącymi ze „Strategii Rozwoju Transportu...”⁶. Są one wynikiem zastosowania podejścia „bottom-up” w modelu prognostycznym, w którym przyjęto następujący ogólny sposób obliczeniowy:

*praca przewozowa danego środka transportu [pskm] = liczba pojazdów danego typu [szt.] * średni roczny przebieg [km] * liczba przewożonych osób*

Zgodnie z przyjętą do obliczeń projekcją, liczba zarejestrowanych samochodów osobowych w kraju wzrosła z 25,1 mln sztuk w 2020 r. do 29,8 mln sztuk w 2030 r. W Polsce mamy do czynienia ze specyficzną sytuacją, gdzie całkowita liczba zarejestrowanych pojazdów jest o kilka milionów wyższa (ok. 7 mln) od liczby pojazdów faktycznie użytkowanych (w prognozach zużycia paliw ten fakt został uwzględniony i liczba samochodów osobowych została pomniejszona zgodnie szacunkami PZPM⁷). Prognozy średnich przebiegów zostały opracowane w oparciu o analizy eksperckie bazujące na danych z Centralnej Ewidencji Pojazdów i Kierowców (CEPIK). Szczegółowy opis metodyki zastosowanej do celów analizy sektora transportowego w Polsce zamieszczono w rozdziale poniżej. Otrzymane wyniki w zakresie pracy przewozowej poddano weryfikacji z zastosowaniem podejścia „top-down”, gdzie wykorzystano relacje występujące pomiędzy poziomem aktywności gospodarczej mierzonej wskaźnikiem PKB/Ma, a poziomem aktywności transportowej.

Tabela 2.8. Praca przewozowa transportu pasażerskiego [mld pskm]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Samochody osobowe (indyw.)	b.d.	289,2	344,1	443	531	567
Motocykle (indyw.)	b.d.	5,1	6,7	8	10	13
Skutery, motorowery, rowery	b.d.	1,5	1,7	1,9	2,2	2,4
Autobusy (miejskie)	b.d.	11,7	11,9	12	13	14
Autobusy (pozamiejskie)	21,6	21,5	21,8	20	23	24
Kolej (publ.)	18,2	17,9	17,4	25	26	40
Samoloty	8,5	8,3	13,5	13	18	20
Statki (żegluga śródlądowa)	b.d.	0,02	0,03	0,03	0,04	0,04
Pojazdy szynowe (tramwaje, trolejbusy, metro)	b.d.	3,2	3,5	4	5	7
Razem	b.d.	358	420	527	630	687

Źródło: ARE SA, na podstawie: Primes Ver. 6 Energy Model. National Technical University of Athens, 2021, "Transport - wyniki działalności" - GUS. Warszawa, "Strategia rozwoju transportu do 2030 r. (z perspektywą do 2040)" - Monitor Polski. Warszawa, 2019

W ujęciu syntetycznym, popyt na pracę przewozową transportu pasażerskiego wzrasta z 527 mld pskm w 2020 r. do 687 mld pskm w 2030 r., czyli o ok. 30%. W układzie gałęziowym, największa część popytu koncentruje się na indywidualnym transporcie samochodowym, który wzrasta z poziomu 443 mld pskm w 2020 r. do 567 mld pskm w 2030 r. Istotny wzrost popytu odnotowuje również transport kolejowy (co jest związane poprawą jakości świadczonych usług i rozwojem kolei dużych prędkości) oraz krajowy transport lotniczy (w wyniku rosnącej dostępności i popularności tej formy transportu).

⁸ E3-Modelling: Prof. P. Capros, A. De Vita, A. Florou. Energy, transport and GHG emissions – Trends to 2050. PRIMES2020 Reference Scenario. Brussels/Athens, July 2021.

⁶ Uchwała Rady Ministrów z dnia 24 września 2019 r. w sprawie Strategii Rozwoju Transportu do 2030 r. (z perspektywą do 2030 r.) – Monitor Polski, Warszawa, 14 lutego 2013 r.

⁷ Polski Związek Przemysłu Motoryzacyjnego. <https://fleet.com.pl/wiadomosci/cykl-zycia-samochodu>

1.7. Praca przewozowa transportu towarowego

Czynnikami kształtującymi wielkość popytu na przewozy ładunków, obok wzrostu gospodarczego mierzonego szeregiem wskaźników makroekonomicznych, są przede wszystkim zmiany wskaźników transportochłonności działalności gospodarczej, (które na ogół mają tendencję malejącą wraz ze wzrostem udziału towarów wysoko przetworzonych i usług), wielkość polskiego handlu zagranicznego, zmiany relacji międzygałęziowych w transporcie oraz koniunktura na międzynarodowych rynkach transportowych. Projekcje popytu na pracę przewozową transportu towarowego zaimplementowane do prognoz energetycznych, pochodzą bezpośrednio z modelu bazującego na następującym algorytmie obliczeniowym:

$praca\ przewozowa\ danego\ środka\ transportu\ [tkm] = masa\ przewożonych\ ładunków\ [tona] * średnia\ odległość\ przewozy\ 1\ tony\ ładunku\ [km]$.

Prognozy średniej odległości przewozu ładunków danymi środkami transportu zostały sporządzone na podstawie analizy trendów historycznych. W tabeli (Tabela 2.9) zestawiono projekcje pracy przewozowej transportu towarowego, będące wynikiem obliczeń modelowych i przyjętych założeń.

Tabela 2.9. Praca przewozowa transportu towarowego [mld tkm]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Transport kolejowy	50,0	48,9	50,7	54,0	70,2	87,1
Transport samochodowy	119,7	214,2	273,1	354,9	351,3	364,4
Transport rurociągowy	25,4	24,2	21,8	23,0	18,3	18,6
Żegluga śródlądowa	1,3	1,0	2,2	0,9	1,6	1,9
Żegluga morska	b.d.	112,0	158,0	178,0	206,0	235,0
Transport lotniczy	0,1	0,1	0,4	0,6	1,6	2,1
Razem	b.d.	400	506	611	649	709

Źródło: ARE SA na podstawie: Primes Ver. 6 Energy Model. National Technical University of Athens, 2021, "Transport - wyniki działalności" - GUS. Warszawa, "Strategia rozwoju transportu do 2030 r. (z perspektywą do 2040)" - Monitor Polski. Warszawa, 2019

Zgodnie z zaprezentowanymi wynikami, popyt na pracę przewozową transportu towarowego wzrasta z 611 mld tkm w 2020 r. do 709 mld tkm w 2030 r. W układzie gałęziowym, największa część popytu na przewozy ładunków przypada na transport samochodowy, którego udział w pracy przewozowej wynosi ok. 58% w 2020 r. i stopniowo spada do 51% w 2030 r.

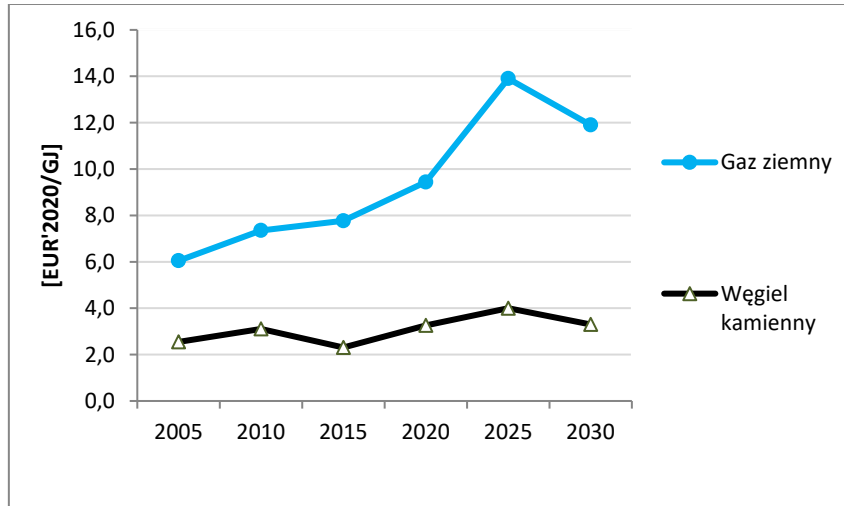
1.8. Międzynarodowe ceny importowe paliw

Przyjęte do obliczeń modelowych projekcje cen paliw w imporcie do Unii Europejskiej, zaprezentowane w tabeli (Tabela 2.10) i na rysunku (Rysunek 2.2), zostały przyjęte na podstawie wytycznych KE. W pierwszych latach prognozy wartości dla węgla kamiennego i gazu ziemnego zostały skorygowane, w celu odzwierciedlenia wzrostu cen tych surowców, będącego wynikiem odejścia krajów UE od importu z Federacji Rosyjskiej. Zaprezentowane poniżej projekcje posłużyły z kolei jako podstawa do określenia cen paliw na rynku krajowym.

Tabela 2.10. Ceny paliw w imporcie do UE [EUR'2020/GJ (NCV)]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Gaz ziemny	6,0	7,4	7,8	9,4	13,9	11,9
Węgiel kamienny	2,5	3,1	2,3	3,3	5,4	3,3

Źródło: ARE SA na podstawie Wytycznych KE do aktualizacji KPEiK



Rysunek 2.2. Ceny paliw w imporcie do UE

1.9. Ceny uprawnień do emisji CO₂ w ramach systemu EU ETS

Przyjęte w analizie projekcje cen uprawnień do emisji CO₂ w systemie EU ETS przedstawiono w tabeli (Tabela 2.11). Ceny te założono na podstawie na podstawie wytycznych KE z korektą w wzwyż dla lat 2025 i 2030 (dla których rekomendacje KE wskazywały 80 EUR'2020/tCO₂), uwzględniając przyrosty cenowe w 2023 r. W okresach pomiędzy latami brzegowymi założono liniowy wzrost kosztu uprawnień do emisji CO₂.

Tabela 2.11. Ceny uprawnień do emisji CO₂ w systemie EU ETS [EUR'2020/tCO₂]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Cena za 1 uprawnienie	0	14	9	25	90	100

Źródło: Wytyczne KE do KPEiK

Założono, że ceny uprawnień do emisji CO₂ w systemie EU ETS, będą stopniowo wzrastać do poziomu 100 Euro'2020/t CO₂ w 2030 r. Jednym z kluczowych mechanizmów wpływających na sposób w jaki kształtować się będą w przyszłości ceny uprawnień do emisji CO₂ będzie mechanizm rezerwy stabilizacyjnej (MSR). Największy wpływ na ograniczenie podaży i wzrost ceny uprawnień EUA w EU ETS w perspektywie 2030 r. będzie miało wprowadzone w opublikowanej w maju 2023 r. dyrektywie EU ETS podwyższenie liniowego współczynnika redukcji (LRF) z 2,2% do 4,3% w latach 2024-2027 i 4,4% w latach 2028-2030 wraz z jednorazową korektą limitu uprawnień (tzw. rebasing)⁸. Przedłużenie działania 24% współczynnika intake rate do 2030 r. będzie również skutkowało istotnie szybszym ograniczeniem podaży uprawnień na rynku poprzez zwiększenie transferów EUA do MSR. W połączeniu ze wzmocnionym LRF i rebasingiem w 2024 r. oznaczać to będzie mocno ograniczoną podaż już w 2025 r. Po 2030 r. należy się spodziewać dalszego znaczącego ograniczenia podaży uprawnień w systemie.

⁸ Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych (CAKE). „Zakończenie negocjacji kluczowych elementów EU ETS w ramach pakietu „Fit for 55”. Warszawa, styczeń 2023 r.

1.10. Kursy wymiany walut

Kursy wymiany EUR/PLN przyjęto zgodnie z najnowszymi projekcjami Ministerstwa Finansów⁹. Zakłada się w nich poziom wymiany na poziomie 4,450 PLN/EUR. W obliczeniach przyjęto kurs wymiany USD/EUR na poziomie 1,1. Dane historyczne dla lat 2005-2020 pochodzą z danych archiwalnych NBP.

Tabela 2.12. Kursy wymiany walut

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
USD/EUR	1,245	1,328	1,120	1,140	1,100	1,100
PLN/EUR	4,023	3,995	4,184	4,440	4,450	4,450

Źródło: NBP, MF

1.11. Liczba stopniodni grzania i chłodzenia

Założenia dotyczące liczby stopniodni grzania w perspektywie prognozy, zostały przyjęte na podstawie rekomendacji Komisji Europejskiej w zakresie przygotowywania KPEiK¹⁰. Dane historyczne dla lat 2005-2020 pochodzą z baz danych EUROSTAT. Założone projekcje liczby stopniodni grzania i chłodzenia zakładają stopniowe ocieplenie się klimatu w strefie klimatycznej, w której znajduje się Polska.

Tabela 2.13. Liczba stopniodni grzania HDD

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
HDD	3 547	3 881	3 113	3 442	3 430	3 418

Źródło: EUROSTAT, Wytyczne KE do KPEiK na lata 2021-2030

Tabela 2.14. Liczba stopniodni chłodzenia CDD

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
CDD	216	197	220	223	226	229

Źródło: EUROSTAT, Wytyczne KE do KPEiK na lata 2021-2030

1.12. Założenia dotyczące kosztów technologii wykorzystywane w tworzeniu modeli dla najważniejszych technologii

Przedstawione w tabeli (Tabela 2.15) parametry nowych jednostek wytwórczych sporządzono w oparciu o najnowsze dostępne publikacje renomowanych ośrodków badawczych. W analizach modelowych założono, że dostępne będą wyłącznie technologie wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej znajdujące się obecnie w ofertach komercyjnych.

Tabela 2.15. Parametry techniczno-ekonomiczne technologii wytwarzania i przesyłowych

⁹ Ministerstwo Finansów. Wytyczne dotyczące stosowania jednolitych wskaźników makroekonomicznych będących podstawą oszacowania skutków finansowych projektowanych ustaw. Aktualizacja, październik 2023 r.

¹⁰ Zawiadomienie Komisji w sprawie wytycznych dla państw członkowskich dotyczących aktualizacji krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu na lata 2021-2030 (2022/C 495/02). Dziennik Urzędowy Unii europejskiej 29.12.2022

Scenariusz WEM - transformacji w warunkach rynkowo-technicznych

Paliwo/Technologia	Okres uruchomienia	Nakłady inwest. OVN	Koszty		Sprawność netto elektr. /całkowita	Techniczny czas życia	Wskaź. emisji CO ₂
			Stałe	Zmienne			
			tys.€/MWh _{net}	€/MWh _{net}			
		tys.€/MWh _{net}		%	Lata	kg/GJ	
1.1 Węgiel brunatny - PL	2020-2050	2000	53	3,8	44	40	110
1.2 Węgiel brunatny - PL+CCS	2030-2050	3600	80	9,5**	38	40	14*
1.3 Węgiel brunatny - FBC	2020-2050	2275	56	3,8	40	40	106
2.1 Węgiel kamienny - PC	2020-2050	1850	49	3,6	46	40	94
2.2 Węgiel kamienny - IGCC	2025-2050	2500	64	7,8	48	40	94
2.3 Węgiel kamienny - IGCC+CCS	2030-2050	3650	87	11,3**	40	40	12*
2.4 Węgiel kamienny - CHP	2020-2050	2500	53	3,6	30/80	40	94
2.5 Węgiel kamienny - CHP+CCS	2030-2050	3885	84	13,3	22/75	40	12
3.1 Gaz ziemny/Wodór# - CCGT	2020-2050	835	20	2	58-62	30	56
3.2 Gaz ziemny - CCGT+CCS	2030-2050	1500	42	4,4**	50-52	30	6*
3.3 Gaz ziemny/Wodór# - CHP CCGT	2020-2050	1055	22	2,2	52-56	30	56
3.4 Gaz ziemny//Wodór# - TG	2025-2050	500	18	6,7	40	30	56
3.5 Gaz Mikro CHP	2020-2050	2610	108	-	20/90	25	56
4.1 Jądrowa - PWR	2030-2050	4750	115	3	36	60	0
4.2 Małe reaktory jądrowe_ SMR	2030-2050	6500↓5250	88	4	40	60	0
5.1 Wiatrowe na lądzie	2020-2050	1500↓1150	56	-	-	25	0
5.2 Wiatrowe na morzu	2020-2030	3050↓2450	100	-	-	25	0
5.3 Wiatrowe na morzu	2031-2050	2450↓1850	100	-	-	25	0
5.4 Duże wodne	2020-2050	3100	39	-	-	60	0
5.5 Małe wodne	2020-2050	2850	83	-	-	60	0
5.6 Geotermalne	2020-2050	7780↓6650	178	-	12	30	0
5.8 Ogniwia fotowoltaiczne	2020-2050	840↓610	18	-	-	25	0
5.9 Ogniwia fotowoltaiczne dachowe	2020-2050	1100↓780	22	-	-	25	0
5.10 Biogaz rolniczy - CHP	2020-2050	3650↓3050	244	-	36/85	25	0
5.11 Biogaz z oczyszczalni ścieków- CHP	2020-2050	3900	150	-	34/85	25	0
5.12 Biogaz składowiskowy - CHP	2020-2050	2000	89	-	40/85	25	0
5.13 Biomasa stała - CHP	2020-2050	3250↓3000	133	-	30/80	30	0
6.1 El. wodne pompowe	2020-2050	1350	44	-	80	60	0
6.1 Bateriajne układy magazynowania en. elektr.	2025-2050	555↓225 [€/kWh]	22	-	90	15	0
7.1 Elektrolizery	2020-2050	550↓285	30↓25	-	68↓75	30	0
8.1 Ciepłownia Węgiel	2020-2050	350	1,5	1,4	90	30	94
8.2 Ciepłownia Gaz ziemny	2020-2050	150	1,3	0,4	96	30	56
8.3 Ciepłownia Olej opałowy	2020-2050	200	1,4	0,5	95	30	74
8.4 Ciepłownia Biomasa	2020-2050	500	1,5	1,4	90	30	0
8.5 Ciepłownia Biogaz	2020-2050	150	1,3	0,4	95	30	0
8.6 Ciepłownia Kotły elektrodowe/Grzejniki el.	2020-2050	450	1,1	0,5	99	30	0
8.7 Ciepłownia Geotermalna	2020-2050	2850↓2500	26	4,4	10	30	0
8.8 Ciepłownia Pompy ciepła	2020-2050	950↓850	2	1,8	300	25	0
Podłączenie do/wzmocnienie sieci							
9.1 Elektrownie systemowe	2020-2050	250					
9.2 Elektrownie wiatrowe na lądzie	2020-2050	350					

Paliwo/Technologia	Okres uruchomienia	Nakłady inwest. OVN tys.€/MWh _{net}	Koszty		Sprawność netto elektr. /całkowita %	Techniczny czas życia Lata	Wskaź. emisji CO ₂ kg/GJ
			Stałe tys.€/MWh _{net}	Zmienne €/MWh _{net}			
9.3 Elektrownie wiatrowe na morzu	2020-2050	750					
9.4 Inne el. i elektrociepłownie	2020-2050	50-250					

Dostosowane do spalania wodoru lub spalające tylko wodór

* Wskaźnik odniesiony do wsadu energetycznego w paliwie. Niższe wartości tego wskaźnika uwzględniają instalację wychwyty CO₂

**Włącznie z transportem i magazynowaniem CO₂

Źródła:

- International Energy Agency (2022), Global Energy and Climate Model Documentation 2022, IEA, Paris
- National Renewable Energy Laboratory, 2022 Annual Technology Baseline, Golden, 2022
- Aurora Energy Research, CO₂-free flexibility options for the Duch energy system, October 2021
- European Commission JRC (Joint Research Centre), Power generation technology assumptions, Oct 2019
- Danish Energy Agency, Technology Data Catalogue for Electricity and district heating production - Updated February 2023
- ASSET (Advanced System Studies for Energy Transition) EU funded project, Technology pathways in decarbonisation scenarios, 2018
- O. Schmidt, A. Hawkes, A. Gambhir & I. Staffell. The future cost of electrical energy storage based on experience rates. Nat. Energy 2, 17110 (2017)

W tabeli (Tabela 2.16) zamieszczono przyjęte do obliczeń modelowych parametry techniczno-ekonomiczne technologii CO i CWU stosowanych w gospodarstwach domowych i małych przedsiębiorstwach usługowych. Dane te pochodzą z wielu różnych źródeł, w tym z oficjalnych stron producentów i dystrybutorów urządzeń w Polsce.

Tabela 2.16. Parametry techniczno-ekonomiczne technologii CO i CWU

	Koszt zakupu 2020-2050 [EUR'2020/kW]	Koszt zakupu dodatkowych instalacji 2020-2050 [EUR'2020/kW]	Opis dodatkowych instalacji	Sprawność [%]
piece lub grzejniki elektryczne - zainstalowane	24	brak	nie dotyczy	100
piece lub grzejniki elektryczne - ruchome	12	brak	nie dotyczy	100
elektryczne ogrzewanie podłogowe	143	48	sterowanie i automatyka	100
elektryczny ogrzewacz wody (bojler, terma)	17	brak	nie dotyczy	100
kocioł centralnego ogrzewania na gaz ziemny	48	179	grzejniki wodne+przyłącze	90-97
ogrzewacz wody (bojler, terma) na gaz ziemny	18	60	przyłącze	90
dwufunkcyjny kocioł (co + cw) na gaz ziemny	72	179	grzejniki wodne+przyłącze	90-97
kocioł centralnego ogrzewania na gaz ciekły (propan - butan)	48	239	grzejniki wodne+zbiornik	90-97
ogrzewacz wody na gaz ciekły (propan - butan)	18	2	butla	90
dwufunkcyjny kocioł (co + cw) na gaz ciekły (propan - butan)	72	239	grzejniki wodne+zbiornik	90-97
kocioł centralnego ogrzewania na olej opałowy	48	131	grzejniki wodne+zbiornik	90-95
dwufunkcyjny kocioł (co + cw) na olej opałowy	72	131	grzejniki wodne+zbiornik	90-95
kocioł centralnego ogrzewania na paliwa stałe	48	119	grzejniki wodne	60-80
ogrzewacz wody (bojler, terma) na paliwa stałe	18	48	piec na paliwo stałe	60-80
dwufunkcyjny kocioł (co +cw) na paliwa stałe	66	119	grzejniki wodne	60-80
piece na paliwa stałe w pomieszczeniach	24	brak	nie dotyczy	40-80
kominek na paliwa stałe z otwartym wkładem kominkowym	24	72	obudowa	40-80

Scenariusz WEM - transformacji w warunkach rynkowo-technicznych

	Koszt zakupu 2020-2050 [EUR'2020/kW]	Koszt zakupu dodatkowych instalacji 2020-2050 [EUR'2020/kW]	Opis dodatkowych instalacji	Sprawność [%]
kominek na paliwa stałe z zamkniętym wkładem kominkowym	24	72	obudowa	50-80
kominek na paliwa stałe z płaszczem wodnym	96	191	obudowa+grzejniki wodne	60-80
kuchnia na paliwa stałe	24	brak	nie dotyczy	30-80
dwufunkcyjny węzeł ciepły	70	brak	węzeł+przyłącze	70
pompa ciepła	717	119	grzejniki wodne	3,5-5,4*

*COP - coefficient of performance

Źródło: ARE SA na podstawie danych zebranych od producentów i dystrybutorów urządzeń

Tabela 2.17. Parametry techniczno-ekonomiczne technologii przemysłowych

Technologia	Paliwo	Kierunek użytkowania	Koszty zakupu 2020 [EUR'2020/kW]	Koszty zakupu 2030 [EUR'2020/kW]	Koszty operacyjne O&M [EUR'2020/GJ]	Techniczny czas życia	Wskaźnik emisji CO ₂ [kg/GJ]
Piece/kotły przemysłowe do produkcji ciepła technologicznego	Gaz wielkopiecowy	Ciepło wysokotemperaturowe	1200	1200	0,3	25	260
Piece/kotły przemysłowe do produkcji ciepła technologicznego	Gaz koksowniczy	Ciepło wysokotemperaturowe	1650	1650	0,4	25	44
Piece/kotły przemysłowe do produkcji ciepła technologicznego	Koks	Ciepło wysokotemperaturowe	500	500	0,12	25	107
Piece/kotły przemysłowe do produkcji ciepła technologicznego	Energia elektryczna	Ciepło wysokotemperaturowe	1200	1200	0,3	25	0
Piece/kotły przemysłowe do produkcji ciepła technologicznego	Węgiel	Ciepło wysokotemperaturowe	1650	1650	0,4	25	94
Piece/kotły przemysłowe do produkcji ciepła technologicznego	Ciężki olej opałowy	Ciepło wysokotemperaturowe	1600	1600	0,4	25	77
Piece/kotły przemysłowe do produkcji ciepła technologicznego	Lekki olej opałowy	Ciepło wysokotemperaturowe	1600	1600	0,4	25	77
Piece/kotły przemysłowe do produkcji ciepła technologicznego	LPG	Ciepło wysokotemperaturowe	1200	1200	0,3	25	63
Piece/kotły przemysłowe do produkcji ciepła technologicznego	Gaz ziemny	Ciepło wysokotemperaturowe	1200	1200	0,3	25	56
Silniki elektryczne wielkoskalowe	Energia elektryczna	Napędy elektryczne	300	250	0,18	10	0
Silniki elektryczne małoskalowe	Energia elektryczna	Napędy elektryczne	500	450	0,18	10	0

Źródło: ARE SA na podstawie analizy dostępnych źródeł literaturowych i danych dostawców urządzeń

Tabela 2.18. Parametry techniczno-ekonomiczne technologii stosowanych w transporcie

	Koszt zakupu nowych pojazdów	Jednostkowe zużycie paliw/energii
	[EUR'2020/pojazd]	[l/100km]
		2020→2040
Samochody os. (benzyna <1399 cm ³)	9 500	5,4 3,6
Samochody os. (benzyna 1400 -1900 cm ³)	12 200	6,6 4,3
Samochody os. (benzyna >1900 cm ³)	14 900	8,5 5,5
Samochody os. (ON <1399 cm ³)	13 600	4,6 3,0
Samochody os. (ON 1400 -1900 cm ³)	17 600	5,9 3,8
Samochody os. (ON >1900 cm ³)	20 250	6,9 4,5
Samochody os. (LPG <1399 cm ³)	10 250	6,4 4,3
Samochody os. (LPG 1400 -1900 cm ³)	13 000	8,1 7,0
Samochody os. (LPG >1900 cm ³)	15 650	10,7 7,1
Samochody os. (hybrydowe)	20 000 14 000	3,8 2,8
	[EUR'2020/pojazd]	[m ³ /100km]
Samochody os. (CNG)	19 000	7,1 6,5
Samochody ciężarowe o masie do 3,5t (CNG)	36 000	11,9->10,5
	[EUR'2020/pojazd]	[kWh/100km]
Samochody os. (elektr.)	50 000 20 000	23,0 21,0
Samochody ciężarowe o masie do 3,5 t (elektr.)	90 000 70 000	33,0 28,0
	[EUR'2020/pojazd]	l/100km
Samochody ciężarowe o masie do 3,5t (benzyna)	27 600	12,0 8,5
Samochody ciężarowe o masie do 3,5t (ON)	35 650	9,6 7,0
Samochody ciężarowe o masie do 3,5t (LPG)	33 350	12,1 10,6
Samochody ciężarowe o masie do 3,5t (CNG)	35 650	11,9 8,7
Samochody ciężarowe o masie pow. 3,5t (ON)	108 100	45,0 34,0
	[EUR'2020/pojazd]	[toe/rok]
Ciągniki rolnicze	46 000	1,15 1,02
Siloso-kombajny	155 250	4,5 3,96
Kombajny zbożowe	73 000	1,42 1,25

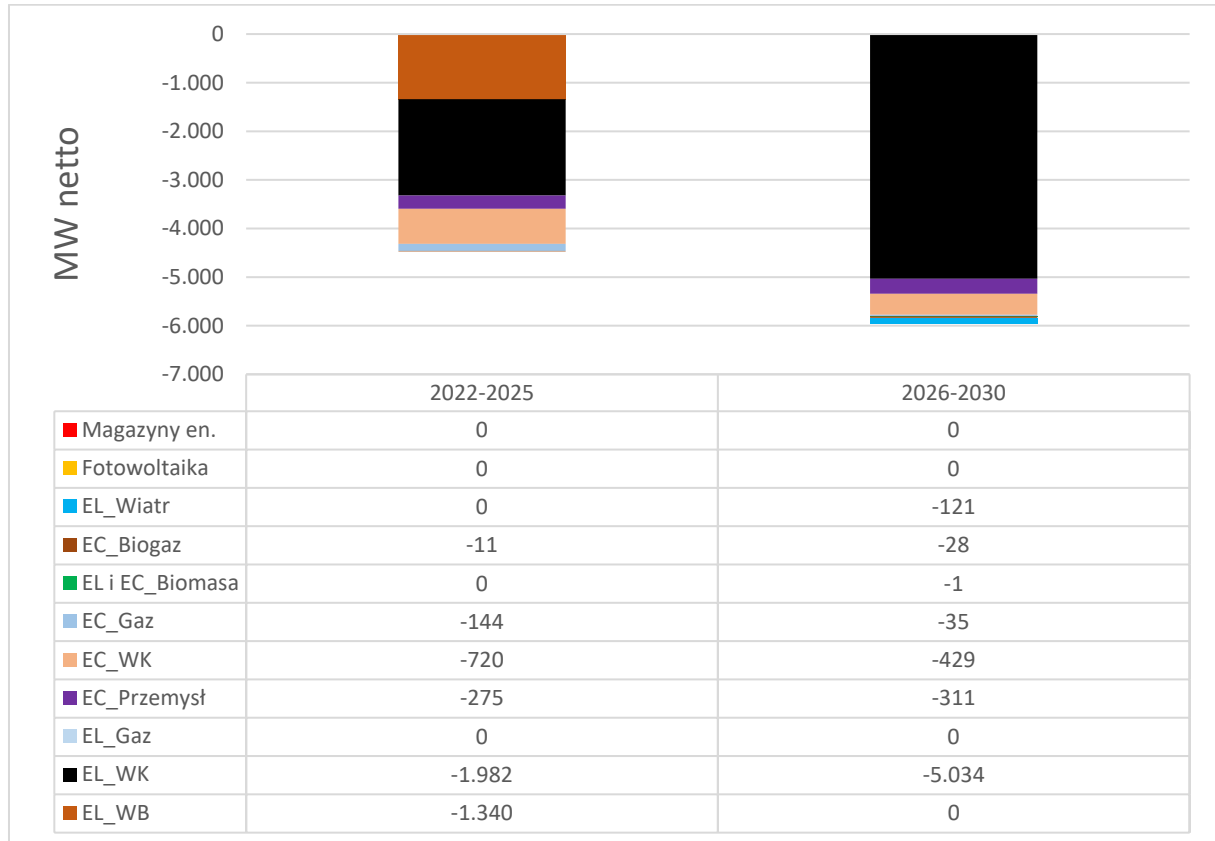
Źródło: ARE SA na podstawie danych producentów oraz organizacji branżowych

1.13. Pozostałe kluczowe parametry mające wpływ na rozwój sektora paliwowo-energetycznego

1.13.1. Harmonogram likwidacji wyeksploatowanych mocy wytwórczych energii elektrycznej

Harmonogram likwidacji istniejących jednostek wytwórczych, a także plany modernizacji zostały oparte na informacjach posiadanych przez MKiŚ, badaniach ankietowych przeprowadzonych wśród przedsiębiorstw energetycznych, danych pochodzących z raportów rocznych spółek energetycznych i informacji prasowych. Wyniki analiz przedstawiono na poniższym wykresie (Rysunek 2.3) obrazującym

wszystkie zdeterminowane oraz zakładane trwałe odstawienia jednostek wytwórczych¹¹ w KSE w latach 2022-2030. Największa ilość trwałych odstawień z eksploatacji dotyczy jednostek węglowych. Zgodnie z zaprezentowanym harmonogramem, w latach 2022-2030 wyłączonych zostanie ponad 8 GW elektrowni i elektrociepłowni węglowych (dalsze odstawienia następować będą po 2030 r.). Skala tych wyłączeń jest istotna i stanowi duże wyzwanie dla Krajowego Systemu Energetycznego, szczególnie że dotyczy jednostek charakteryzujących się wysokim poziomem dyspozycyjności. Odstawienia wspomnianych jednostek wytwórczych muszą być w przyszłości pokryte w sposób gwarantujący ciągłość dostaw.



Rysunek 2.3. Harmonogram trwałych odstawień jednostek wytwórczych w latach 2022-2030

Źródło: Opracowanie własne ARE SA

W tabeli (Tabela 2.19) zestawiono skumulowane wielkości wycofań istniejących jednostek zaimplementowane do obliczeń.

Zgodnie z przedstawionymi danymi, w okresie do 2030 roku zostanie trwale wycofanych z eksploatacji ponad 10 GW mocy wytwórczych, w tym w grupie istniejących JWCD ponad 8,3 GW. Spośród elektrociepłowni zawodowych zaliczanych do grupy jednostek nJWCD, do 2030 roku zostanie wycofanych z eksploatacji ok. 1,3 GW.

Tabela 2.19. Skumulowane wielkości wycofań mocy w latach 2022–2030 [MW_{netto}]

Rok	2022-2025	2026-2030
Skumulowane wycofania mocy wytwórczych	-4 472	-5 959

¹¹ Na rysunku 4.3 można zauważyć dużą ilość elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych ulegających likwidacji po 2035 r., ponieważ przyjęto, że istniejące jednostki po osiągnięciu zakładanego czasu życia będą zastępowane nowymi, chociaż przepuszczalnie pewna część poprzez głęboką modernizację przedłuży okres eksploatacji poza zakładany 25-cio letni czas życia.

Rok	2022-2025	2026-2030
- w tym: JWCD ciepłne	-3 322	-5 034
- nJWCD z grupy EC zawodowe	-864	-464

Źródło: Opracowanie własne ARE SA

1.13.2. Główne założenia dotyczące mocy i technologii uwzględnionych w prognozach

Jednym z kluczowych założeń przyjętych w analizie rozwoju systemu elektroenergetycznego jest dostępność mocy i nowych technologii. W obliczeniach modelowych - mając na względzie prognozowanie długoterminowe - wzięto pod uwagę:

- aktualne zasoby mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE),
- rozbudowę zasobów w technologiach już istniejących w KSE,
- budowę mocy w technologiach, które nie występują w polskim systemie, ale są stosowane na świecie,
- potencjał technologii i rozwiązań, których rozwój na arenie międzynarodowej nie osiągnął dojrzałości technicznej, ale wysoki poziom zaangażowania w prace nad tymi obszarami pozwala na pozytywną ocenę możliwości ich zastosowania w Polsce w najbliższej dekadzie.

Prognozy przeprowadzono dla tzw. normalnych warunków klimatycznych i pogodowych oraz zakładając przedstawiony w niniejszym dokumencie rozwój technologii wytwarzania energii. Poniżej przedstawiono szczegółowe założenia w odniesieniu do poszczególnych technologii i rozwiązań.

Moce na węgiel kamienny

W 2022 roku w KSE zainstalowanych było ok. 16,6 GW mocy w elektrowniach na węgiel kamienny oraz ok. 5,9 GW w elektrociepłowniach¹². Biorąc pod uwagę wyeksploatowanie jednostek wytwórczych, potrzebę redukcji emisyjności sektora, a także obciążenia fiskalne (zakup uprawnień do emisji CO₂, koszty paliwa) i regulacyjne (limity emisji zanieczyszczeń) przyjęto, że nie powstaną nowe konwencjonalne elektrownie na węgiel kamienny, co nie wyklucza inwestycji w czyste technologie węglowe, takie jak np. budowa bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa węglowego (ang. IGCC) lub budowa instalacji wychwytu i składowania/utylizacji CO₂ (ang. CCS/CCUS).

Moce na węgiel brunatny

W 2022 roku moc zainstalowana w elektrowniach na węgiel brunatny wynosiła 8,9 GW¹³. Podobnie jak w przypadku jednostek na węgiel kamienny nie przewiduje się budowy nowych mocy na węgiel brunatny ani uruchamiania nowych odkrywek, choć zasoby strategiczne powinny zostać zabezpieczone. Koszty wytwarzania energii elektrycznej w tego typu elektrowniach są stosunkowo niskie biorąc pod uwagę sam koszt paliwa, niemniej jednak w obliczu rosnących kosztów zakupu uprawnień do emisji CO₂ następować będzie stopniowe wycofywanie tych mocy z systemu. Dodatkowymi czynnikami wpływającymi na konieczność ograniczania produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego są m.in.: ograniczanie negatywnego wpływu sektora na środowisko, wiek i stan techniczny jednostek wytwórczych, wyczerpywanie się zasobów węgla brunatnego w obecnie eksploatowanych odkrywkach. Z tego względu spadek udziału energii z węgla brunatnego w wytwarzaniu energii elektrycznej i w bilansie mocy jest nieunikniony.

Moce na gaz ziemny

¹² Informacja statystycznej o energii elektrycznej, tabl. 3 i 4. ARE S.A grudzień 2022 r.

¹³ Ibidem

W 2022 roku moc zainstalowana w elektrowniach i elektrociepłowniach wynosiła ok. 4 GW. Główną rolę mocy gazowych jest podnoszenie stabilności pracy KSE w sytuacji intensywnego wzrostu mocy zainstalowanych w źródłach zeroemisyjnych, ale zależnych od warunków atmosferycznych. Moce gazowe traktuje się jako źródła przejściowe w procesie transformacji. Tym samym przyrost mocy zainstalowanej może być na poziomie nie wyższym niż niezbędny i mieć charakter przejściowy do czasu, w którym możliwe będzie zapewnianie stabilności pracy systemu przy wykorzystaniu zeroemisyjnych technologii i rozwiązań. Prognozowana znacząca rola gazu w bilansowaniu KSE wynika przede wszystkim z uwzględnienia jednostek będących obecnie w budowie oraz tych, które charakteryzują się wysokim stopniem zaawansowania procesu inwestycyjnego.

Moce jądrowe

Aktualnie w Polsce nie ma elektrowni jądrowych, ale uruchomienie pierwszej wielkoskalowej elektrowni jądrowej planowane jest na 2033 rok. W prognozowaniu uwzględniono budowę 6 bloków w ramach rządowego Programu polskiej energetyki jądrowej przyjętego w brzmieniu zaktualizowanym przez Radę Ministrów w 2020 r. Wzięto również pod uwagę możliwość budowy w ramach inicjatywy biznesowej (PGE, PAK we współpracy z KHNP) dwóch bloków jądrowych w technologii koreańskiej APR1400 o łącznej mocy 2800 MWe, przy czym uruchomienie pierwszego bloku elektrowni miałyby nastąpić do 2034 roku. Projekt ten jako inicjatywa prywatna realizowany będzie równoległe do działań przewidzianych w ramach PPEJ. W obliczeniach modelowych uwzględniono jednocześnie budowę małych reaktorów jądrowych (SMR, ang. small modular reactor). Choć jednostki SMR nie są obecnie powszechnie wykorzystywane w sektorze energetycznym na świecie, są przedmiotem szerokiego zainteresowania rynkowego z uwagi na szereg zalet, z których do najważniejszych należy zaliczyć: bezemisyjność, dyspozycyjność, modułowość. Podmioty sektora rozważają ponad 20 lokalizacji, określając przybliżony potencjał powyżej 25 reaktorów w latach 30-tych. Dzięki pracy w podstawie obciążenia systemu elektroenergetycznego oraz cechom regulacyjnym mogą stanowić cenne uzupełnienie dla bloków wielkoskalowych. Dodatkowo technologia SMR może uczestniczyć w pokryciu zapotrzebowania na ciepło w ciepłownictwie systemowym oraz zapewniać energię dla produkcji paliw alternatywnych (w tym wodoru), podobnie jak duże reaktory. Należy jednak podkreślić dużą niepewność i realne możliwości wdrożenia tej technologii w Polsce w perspektywie roku 2040. Do tej pory praktycznie nie zakończono jeszcze procesu licencjonowania SMR w krajach dostawców tej technologii oraz brak jest wiarygodnych informacji dotyczących kosztów tych inwestycji. Mimo istniejącej niepewności - uwzględniono tę technologię w analizach długoterminowych, ale przyjęto ostrożnościowe podejście, a prognozy mogą ulec aktualizacji wraz z przyrostem wiedzy o poszczególnych projektach. Wartości mocy zainstalowanej i produkcji z SMR nie należy traktować jako wartości granicznych, zwłaszcza, że moce tej technologii być może będą wykorzystywane również przez duże przedsiębiorstwa energochłonne na pokrycie ich własnych potrzeb.

W analizach uwzględniono tzw. wiek dziecięcy nowo powstałych jednostek jądrowych, dlatego w pierwszych latach pracy stopień wykorzystania mocy odbiega od pełnych możliwości obciążenia tych jednostek.

Elektrownie wiatrowe na morzu (offshore wind)

W przeprowadzonych analizach rozwoju sektora elektroenergetycznego założono, że pierwsze wolumeny produkcji z elektrowni wiatrowych na morzu (offshore) pojawią się w 2027 r. (tj. po synchronizacji pracy jednostek w KSE; pierwsze moce zainstalowane planowane są na 2026 r.) Ze względu na zalety tej technologii OZE, zwłaszcza stosunkowo wysoki stopień wykorzystania mocy oraz wysokie zainteresowanie rynkowe, przewidziano szereg inwestycji w morskie elektrownie wiatrowe. W prognozach wykorzystano informacje rynkowe dotyczące projektów, których dokumentacja jest na wysokim poziomie zaawansowania. W prognozach założono maksymalny poziom mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych na morzu na poziomie 5,9 GW w 2030 r. (a w dłuższej perspektywie – ok. 18 GW w 2040 r.).

Elektrownie wiatrowe na lądzie (onshore wind)

Na koniec 2022 r. moc zainstalowana elektrowni wiatrowych na lądzie wynosiła blisko 8,3 GW. W analizach rozwoju systemu elektroenergetycznego uwzględniono wyniki aukcji przeprowadzonych dotychczas aukcji OZE oraz dalszy przyrost mocy wiatrowych w kolejnych latach. Przewiduje się także budowę mocy poza systemami wsparcia, także tych związanych z uelastycznieniem tzw. reguły 10 H, co może spowodować przyspieszenie rozwoju energetyki wiatrowej na lądzie.

Energetyka słoneczna (PV)

Na koniec 2022 r. moc zainstalowana elektrowni słonecznych wynosiła ok. 12,2 GW. Większość stanowiły instalacje prosumenckie, które w ostatnim czasie przyrastają bardzo dynamicznie. W prognozach uwzględniono dalszy rozwój energetyki słonecznej zarówno ze względu na realizację projektów wynikających z aukcji OZE, jak i dalszy rozwój energetyki prosumenckiej, również w świetle wdrażania REPowerUE. Czynnikiem częściowo hamującym przyrost instalacji fotowoltaicznych są ograniczenia sieciowe. Z tego powodu znaczna część środków przewidzianych w KPO na transformację energetyczną zostanie przeznaczona na modernizację i rozbudowę sieci pod kątem jej dostosowania do rosnącego udziału niestabilnych źródeł OZE. Rozwiązaniem, które ma nieco poprawić sytuację w przypadku dużych projektów jest nowelizacja Ustawy OZE przyjęta przez Senat pod koniec lipca 2023 r., z poprawką pozwalającą na włączenie do sieci kilku odnawialnych źródeł energii na jednym przyłączy tzw. cable pooling. Nowo wprowadzone przepisy prawdopodobnie odblokują w skali kraju potencjał kilku dodatkowych gigawatów zielonej mocy – głównie fotowoltaicznych, umiejscowionych przy istniejących farmach wiatrowych.

Moce na biomasę i biogaz

Moce biomasowe i biogazowe to stabilne źródła energii, lecz obecnie m.in. ze względu na wysokie koszty funkcjonowania i dostępność surowców nie stanowią wysokiego udziału w strukturze mocy w KSE – w 2022 r. moc zainstalowana wynosiła ok. 1,25 GW. Obowiązek stosowania biomasy spełniającej kryteria zrównoważonego rozwoju w jednostkach powyżej 20 MW dla paliw stałych i powyżej 2 MW dla paliw gazowych oraz jej ograniczona dostępność, jak również niewystarczająco rozwinięty rynek biogazu w najbliższych latach mogą mieć wpływ na stosunkowo niewielkie tempo rozwoju mocy biomasowych i biogazowych.

W prognozach uwzględniono przewidywane inwestycje w związku z obowiązującymi systemami wsparcia OZE. Środkami stymulującymi rozwój inwestycji będą również programy finansowane z funduszy unijnych i krajowych, np. program „Energia dla wsi”, co może spowodować, że rzeczywisty przyrost tych mocy okaże się wyższy, także ze względu na coraz wyżej oceniany potencjał biometanu, którego rozwój wykorzystania może spowodować zmniejszenie importu gazu ziemnego do Polski. Założono, że rozwój energetyki biomasowej powinien odbywać się w sposób zrównoważony, niezagrażający bezpieczeństwu żywnościowemu Polski. Wykorzystanie potencjału w zakresie biogazowni rolniczych pozwalać będzie na niwelację oddziaływania na środowisko i zmniejszenie uciążliwości produkcji rolnej, w tym produkcji zwierzęcej, dla mieszkańców obszarów wiejskich.

Energetyka wodna

W 2022 r. moc zainstalowana przepływowych elektrowni wodnych wyniosła blisko 1 GW. Polska cechuje się stosunkowo niskim potencjałem wodnym, co determinuje niski udział hydroenergetyki przepływowej w miksie energetycznym. Przewiduje się rozwój tej technologii w kraju, choć intensywność powstawania nowych mocy ograniczona jest obiektywnymi możliwościami naturalnymi. Elektrownie szczytowo-pompowe stanowią oddzielną kategorię – opisane zostały poniżej. Tego typu elektrownie wodne nie są zaliczane do odnawialnych źródeł energii.

Magazyny energii, elektrownie szczytowo-pompowe i zarządzanie popytem (DSR)

W ostatnich latach technologie magazynowania energii stały się przedmiotem rosnącego zainteresowania inwestorów ze względu na ich rolę w efektywnym zagospodarowaniu produkcji z OZE i bilansowaniu tych źródeł, jak również we wzmacnianiu bezpieczeństwa dostaw. Uwzględniając fakt, że badania nad magazynowaniem i rozwój tych technologii są trendem globalnym, można wnioskować, że w najbliższych

dekadach technologia rozwinię się do tego stopnia, by mogła zapewnić lepsze wykorzystanie mocy OZE i zarządzanie systemem oraz wpłynąć na pewność dostaw energii oraz budowanie niezależności energetycznej zarówno gospodarstw domowych, jak i podmiotów gospodarczych. Oczekuje się rozwoju zarówno magazynów bateryjnych, jak również innych rozwiązań pozwalających efektywnie magazynować energię. Za National Renewable Energy Laboratory (NREL) przyjęto, że sprawność tych urządzeń wynosi średnio 88%. W przypadku wielkoskalowych bateryjnych magazynów energii przyjęto czas pracy 4 godziny na dobę, a w przypadku instalacji prosumenckich 2 godziny na dobę.

Ważną rolę jako magazyny energii pełnią elektrownie szczytowo-pompowe. W następstwie realizacji planowanych projektów moc tego typu technologii może wzrosnąć z aktualnych 1,4 GW do 4,8 GW w 2040 r., w tym m.in. w następstwie realizacji elektrowni Młoty, Tolkmicko, Rożnów.

W prognozach uwzględniono możliwość funkcjonowania mechanizmów zarządzania popytem (DSR, ang. demand side response), ale z założenia dążono do możliwości pokrycia zapotrzebowania fizycznymi mocami. W dostępnych analizach DSR pozytywnie wpływa na wyniki analizy wystarczalności mocy. Rozwiązania tzw. zarządzania popytem mogą wpływać m.in. na zwiększenie elastyczności pracy KSE oraz ograniczenie szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną w okresach krytycznego obciążenia systemu elektroenergetycznego, a zatem pozytywnie oddziaływać na wzmacnianie bezpieczeństwa energetycznego. Krajowy potencjał DSR (zarówno scentralizowanego, jak i rozproszonego) jest obiecujący, niemniej w najbliższych latach ograniczeniem jego wykorzystania pozostają możliwości techniczne i koszty.

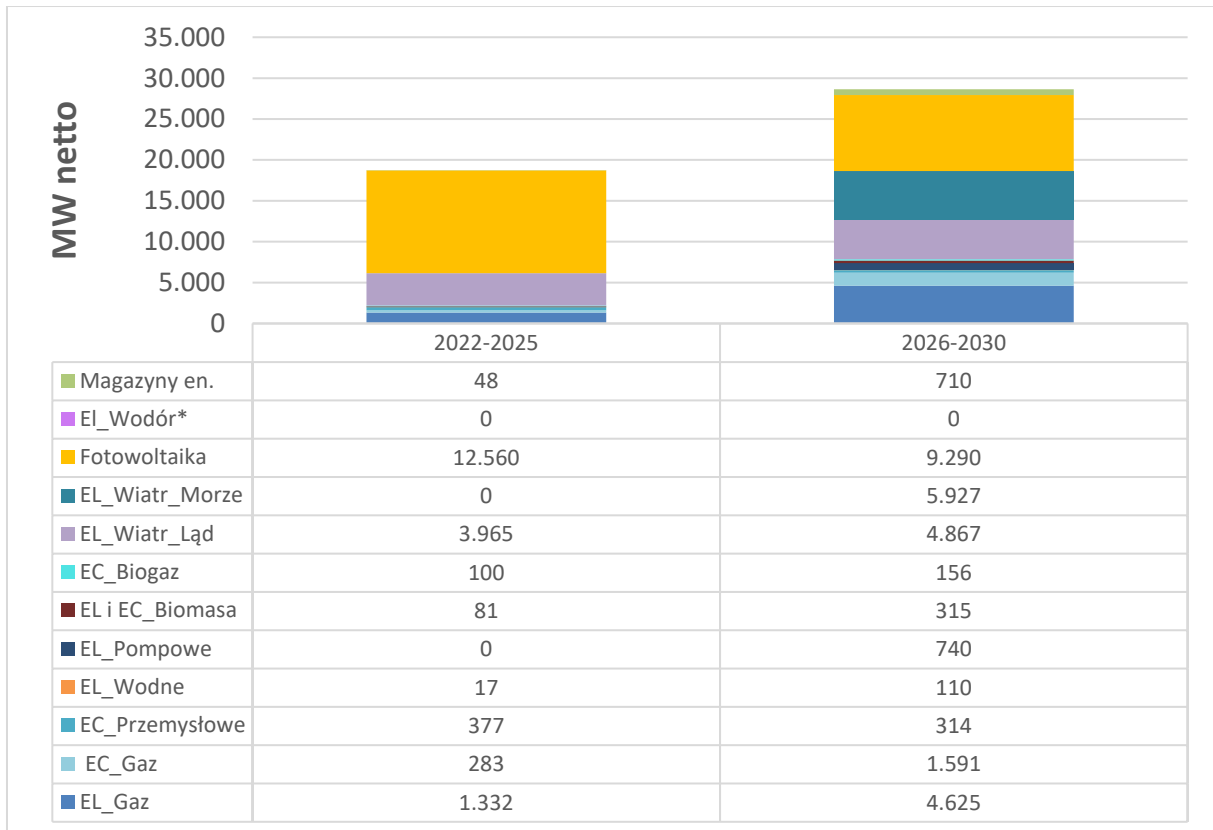
Wodór

Zgodnie z Polską Strategią Wodorową do roku 2030 z perspektywą do 2040 r. przyjęto, że w 2030 roku moc zainstalowana elektrolizerów może wynieść 2 GW, a ich wykorzystanie może być na poziomie ok. 5 300 h/rok, tj. 61% godzin w roku. Dalsze działania - w tym mające na celu rozwój rynku wodoru, potrzeba realizacji celów wynikających z regulacji unijnych w zakresie wykorzystania wodoru w poszczególnych sektorach gospodarki oraz potencjał wykorzystania wodoru w celach magazynowania energii - będą prowadzić do rozbudowy sieci przesyłowych i wzrostu efektywności wykorzystania tych mocy, w szczególności przez współpracę elektrolizerów ze źródłami OZE.

1.13.3. Nowe moce wytwórcze zdeterminowane

Na rysunku poniżej zilustrowano harmonogram uruchomienia nowych mocy w okresie 2022-2030. Przy określeniu przyszłego miksu energetycznego jako jednostki zdeterminowane w analizie przyjęto:

- bloki gazowe w budowie oraz zwycięzcy aukcji mocy,
- dla OZE brano pod uwagę dotychczasowe oraz zapowiadane aukcje na zakup energii elektrycznej z OZE, złagodzenie ustawy odległościowej dla elektrowni wiatrowych na lądzie oraz realizację założeń ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. W prognozie uwzględniono 5,9 GW mocy elektrowni wiatrowych na morzu w 2030 r., przy czym pełna produkcja pierwszych jednostek nastąpi w 2027 roku,
- w zakresie jednostek DSR przyjęto, że dostępny wolumen mocy będzie 1000 MW w 2025 r., 1650 MW w 2030 r., przy czym przyjęto, że zastosowanie mechanizmów zarządzania popytem występuje tylko w okresach krytycznego obciążenia systemu elektroenergetycznego,
- dobór pozostałych nowych bloków energetycznych został określony w wyniku procesu optymalizacji przeprowadzonej w modelu MESSAGE.



Rysunek 2.4. Harmonogram uruchomień jednostek wytwórczych w latach 2022-2030

Źródło: Opracowanie własne ARE SA i MKiŚ

W tabeli poniżej zestawiono skumulowane wielkości uruchomień nowych jednostek wytwórczych określonych w procesie obliczeniowym, przeprowadzonym w modelu MESSAGE. Zgodnie z przedstawionymi danymi, w okresie 2022-2030 r. zostanie uruchomionych niemal 48 GW, głównie OZE (el. wiatrowe na lądzie i morzu oraz instalacje fotowoltaiczne).

Tabela 2.20. Skumulowane uruchomienia mocy w latach 2022-2030 [MW_{netto}]

Rok	2022-2025	2026-2030
Skumulowane uruchomienia mocy wytwórczych	16 513	26 150

Źródło: Opracowanie własne ARE SA

1.13.4. Założenia dotyczące wymaganej rezerwy mocy w systemie

Założono standard adekwatności zasobów przyjęty przez operatora Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w Polsce dla planowania rocznego określa w IRiESP¹⁴ - stopień rezerwy mocy na poziomie 18% średniej miesięcznej zapotrzebowania szczytowego na moc z dni roboczych. Ponadto założono, że w momencie wystąpienia obciążenia szczytowego sumaryczna moc dyspozycyjna elektrowni wiatrowych na lądzie wynosić będzie 12,5% ich mocy osiągalnej, natomiast elektrowni wiatrowych na morzu 15%.

¹⁴ Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej

1.13.5. Wymiana transgraniczna

Do celów prognostycznych przyjęto, że bilans importowy (import–eksport) jest zerowy. Nie oznacza to wykluczenia wymiany międzysystemowej, lecz ma na celu wykazanie, że przedstawiony bilans pozwala na pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną z wykorzystaniem własnych źródeł wytwórczych. Polska nie odpowiada za dostępność energii z innych państw, dlatego analizy nie mogą opierać bezpieczeństwa dostaw energii na potencjalnym imporcie. Powyższe założenie adresuje również cele wskazane w Założeniach do aktualizacji Polityki energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040) – Wzmocnienie bezpieczeństwa i niezależności energetycznej w odniesieniu do kwestii budowania niezależności energetycznej.

1.13.6. Sieci przesyłowe i dystrybucyjne

Proces transformacji wymaga dostosowania sieci do funkcjonowania zdywersyfikowanego miksu energetycznego, zapewniając wysoką elastyczność pracy KSE, dwukierunkowy przesył energii, zdolność obsługi zarówno wielkoskalowych, jak i rozproszonych źródeł wytwarzania oraz nowoczesne cyfrowe usługi dla odbiorców końcowych energii elektrycznej (w tym z wykorzystaniem inteligentnego opomiarowania). Ponadto sieci muszą utrzymywać odpowiedni poziom bezpieczeństwa w domenie operacyjnej, fizycznej oraz cyber, dostosowany do aktualnych zagrożeń. Sprostanie nowym wyzwaniom wymusza konieczność rozbudowy, unowocześnienia i modernizacji infrastruktury sieciowej, co wiąże się z koniecznością przeprowadzenia wieloletniego i wielokierunkowego procesu inwestycji o niespotykanej dotychczas skali.

Planowany rozwój sieci oraz harmonogramy oddawania do użytkowania jej nowych elementów muszą uwzględniać główne cztery czynniki, które będą wyznaczać tempo transformacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych:

- I. Dynamiczny rozwój nowych mocy, w tym zeroemisyjnych w elektroenergetyce,
- II. Elektryfikacja transportu,
- III. Elektryfikacja ciepłownictwa oraz
- IV. Zmiana kierunków przepływów sieciowych – w sieci przesyłowej dominujący przepływ z północy na południe, a w sieci dystrybucyjnej coraz większy przepływ energii elektrycznej od prosumenta do sieci.

1.13.7. Założenia dotyczące rozwoju elektromobilności i pomp ciepła

Przyjęto rozwój elektromobilności w Polsce w wariantcie dość optymistycznym, zgodnie z którym w 2030 roku przewidywane jest ok. 0,87 mln samochodów osobowych elektrycznych. Na podstawie szacunków Ministerstwa Klimatu i Środowiska (MKiŚ) liczba elektrycznych autobusów komunikacji miejskiej może wynieść ok. 3,4 tys. w 2030 r. W scenariuszu WEM pojawiły się również samochody osobowe na wodór, których liczba nie jest bardzo znacząca i jest wynikiem analizy kosztowej, nie zakładającej wsparcia dla tego rodzaju pojazdów. Wartości przyjęte do analiz nie mają charakteru celów w obszarze elektromobilności, niemniej zakłada się, że rozwój pojazdów elektrycznych będzie „motorem” dekarbonizacji sektora transportu. Uwzględnienie bardzo ambitnego scenariusza ma m.in. na celu redukcję ryzyka niedoszacowania potrzeb związanych z elektryfikacją gospodarki.

Tabela 2.21. Przyjęta liczba pojazdów elektrycznych* [tys. szt.]

Rok	2025	2030
Samochody osobowe elektryczne	~243	~870
Samochody osobowe wodorowe	~3,9	~14,6
Autobusy komunikacji miejskiej	~1,9	~3,4
Autobusy wodorowe komunikacji miejskiej	~0,1	~0,5

* Wartości przyjęte do analiz nie mają charakteru celów w obszarze elektromobilności.

Źródło: Szacunki MKiŚ i ARE S.A.; szacunki dla samochodów osobowych na podstawie: Polish EV Outlook 2020, Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych (PSPA).

W prognozach zapotrzebowania na energię uwzględniono rozwój różnych rodzajów pomp ciepła. Przyjęto, że w 2025 r. w budynkach mieszkalnych w Polsce może funkcjonować ok. 1 mln instalacji (w większości typu powietrze-woda), a wartość ta może ulec podwojeniu w 2030 r. Wartości przyjęte do analiz nie mają charakteru celów w obszarze rozwoju pomp ciepła.

2. Wymiar obniżenie emisyjności

2.1. Emisje i pochłanianie gazów cieplarnianych oraz emisje innych substancji

2.1.1. Trendy w zakresie obecnych emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w EU ETS i non-ETS oraz w sektorach LULUCF, a także w różnych sektorach energetycznych

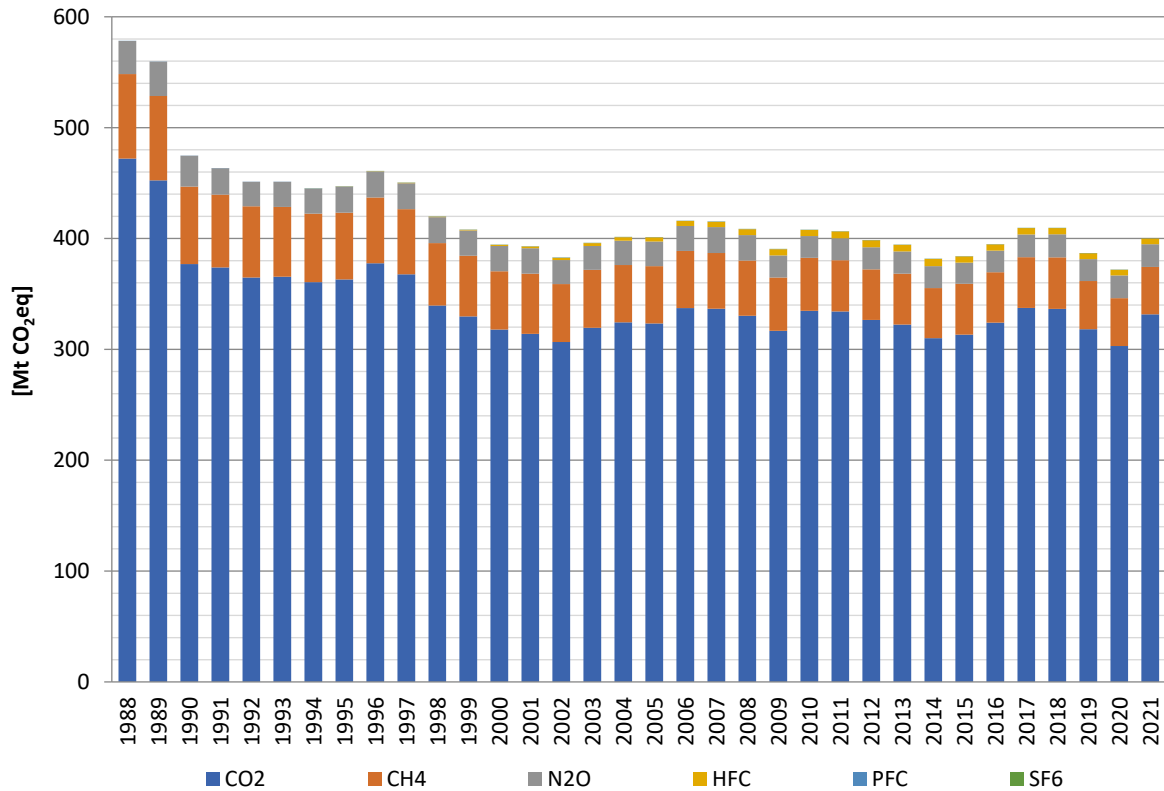
Trendy w zakresie emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych zostały określone na podstawie „Krajowego Raportu Inwentaryzacyjnego 2023; Inwentaryzacji emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w Polsce dla lat 1988-2021, wykonanej w ramach obowiązków sprawozdawczych na potrzeby Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu”¹⁵.

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 czasowym¹⁶.

Krajowa emisja gazów cieplarnianych wykazuje ogólnie trend spadkowy, przy czym od 2000 r. można mówić o bardzo łagodnym tempie tego spadku, w tym występują lata, w których następuje niewielki wzrost emisji. Udziały poszczególnych gazów, bez uwzględnienia emisji i pochłaniania z sektora LULUCF, zilustrowano na rysunku (Rysunek 2.5).

¹⁵ [KOBIZE - Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami](#)

¹⁶ <https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/> Appendix 8.A, str. 731



Rysunek 2.5. Emisje gazów cieplarnianych w latach 1988-2021 (z uwzględnieniem emisji pośredniej CO₂ i wyłączeniem emisji i pochłaniania z LULUCF) wg gazów

Źródło: KOBIZE, IOŚ-PIB

Dominującą rolę w emisji krajowej odgrywa dwutlenek węgla, którego udział w 2021 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. 1,3%), przy czym w Polsce nie odnotowano emisji NF₃.

Emisje gazów cieplarnianych dla lat 1988-2021 w podziale na sektory przedstawiono w tabeli (Tabela 2.22).

Tabela 2.22. Emisje gazów cieplarnianych w latach 1988-2021 według sektorów [Mt CO₂eq]

Sektor	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
1. Energia	479.48	458.97	385.15	383.02	375.13	376.60	369.48	370.53	386.53	375.14	346.58	337.95	324.34	325.63	318.37	329.72	333.98
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	29.87	28.94	21.97	19.27	18.55	18.53	20.75	22.15	21.31	22.21	20.61	19.63	22.22	20.80	19.46	22.28	23.94
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
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo	-17.59	-22.07	-28.49	-21.43	-0.21	-7.92	-7.47	-17.72	-35.13	-35.02	-40.73	-37.94	-34.57	-26.81	-35.49	-37.47	-48.69
5. Odpady	18.26	18.48	18.14	18.38	18.54	18.59	17.67	17.33	16.79	16.10	15.74	14.96	14.23	13.48	12.81	12.35	11.63
Emisje pośrednie CO ₂	0.62	0.58	0.28	0.32	0.35	0.39	0.42	0.40	0.42	0.42	0.42	0.42	0.48	0.48	0.51	0.50	0.58
Suma (z uwzgl. LULUCF)*	560.70	537.66	446.34	442.07	451.00	443.40	437.78	429.41	425.67	415.41	379.08	370.01	359.91	366.20	347.32	358.57	352.69
Suma (bez LULUCF)*	578.29	559.73	474.84	463.50	451.21	451.32	445.25	447.13	460.80	450.43	419.81	407.95	394.47	393.00	382.81	396.04	401.38

* z uwzględnieniem emisji pośredniej CO₂

Sektor	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1. Energia	334.32	346.97	343.73	338.73	327.24	344.42	340.82	334.73	331.30	317.59	321.73	332.45	345.20	344.37	323.53	307.99	336.17
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	23.73	26.01	28.40	27.12	21.73	22.88	25.63	24.63	23.62	25.10	24.35	24.55	25.07	25.56	25.08	24.52	24.56
3. Rolnictwo	31.66	32.15	32.84	32.94	32.26	31.66	31.99	31.83	32.46	32.36	31.71	32.07	33.36	33.69	32.60	34.05	34.04
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo	-48.02	-42.11	-35.24	-34.83	-34.75	-32.96	-38.42	-38.80	-40.96	-33.48	-29.14	-36.40	-37.39	-36.75	-18.29	-18.96	-20.09
5. Odpady	11.00	10.21	9.68	9.07	8.60	8.28	7.36	6.72	6.50	6.00	5.61	5.24	5.38	5.38	5.18	4.75	4.67
Emisje pośrednie CO ₂	0.56	0.66	0.66	0.73	0.66	0.57	0.59	0.54	0.46	0.50	0.55	0.54	0.54	0.49	0.48	0.58	0.50
Suma (z uwzgl. LULUCF)*	353.26	373.90	380.08	373.75	355.74	374.84	367.97	359.64	353.38	348.08	354.80	358.46	372.15	372.75	368.58	352.94	379.84
Suma (bez LULUCF)*	401.27	416.00	415.31	408.59	390.49	407.80	406.39	398.44	394.35	381.57	383.94	394.86	409.54	409.49	386.87	371.89	399.94

* z uwzględnieniem emisji pośredniej CO₂

Źródło: KOBIZE, IOŚ-PIB

W 2021 r. całkowita emisja gazów cieplarnianych w Polsce (z uwzględnieniem emisji pośredniej CO₂ i wyłączeniem emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych z LULUCF – użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo), przeliczona na ekwiwalent CO₂, wynosiła 399,94 Mt CO₂eq i była mniejsza o 30,8% od emisji w roku bazowym 1988. Wielkość emisji z uwzględnieniem LULUCF w roku 2021 wynosiła 379 842,88 Mt CO₂eq i była mniejsza w stosunku do roku bazowego o 32,25%.

We wszystkich kategoriach źródeł zanotowano spadek emisji w stosunku do roku 1988. Największy spadek w emisji GHG zanotowano w kategoriach: 5. *Odpady*, 3. *Rolnictwo* i 1. *Energia* (odpowiednio o 74,4%, 32,0% i 29,9%). W sektorze 5. było to spowodowane rozwojem technologii składowania odpadów i legislacji w tym zakresie (w wyniku których w 2021 roku poprzez składowanie unieszkodliwiono 58% masy odpadów w stosunku do roku 1988), oraz rozwojem innych metod przetwarzania odpadów, w tym recyklingu 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 1988–2021 z ponad 10 mln szt. do ok. 6 mln, owiec z ponad 4 mln szt. do ok. 270 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*, rok 2021 jest kolejnym z rzędu rokiem, w którym poziom akumulacji węgla w polskich lasach nie osiągnął poziomu odnotowywanego na przestrzeni lat poprzedzających załamanie trendu tej akumulacji w roku 2019 (Tabela 2.22).

Szczegółowe emisje gazów cieplarnianych w sektorze 1A *Spalanie paliw* przedstawiono w tabeli (Tabela 2.23). Dominujący udział w emisji GHG ma podkategoria 1A1. *Przemysły energetyczne*, a w szczególności spalanie paliw w ramach 1A1a. Należy podkreślić, że w latach 1988-2021 nastąpił znaczny spadek emisji GHG związanej z produkcją energii elektrycznej i ciepła komercyjnego (w kategorii 1A1a) o prawie 39% (z 249 do 152 Mt CO₂eq). Przyczyną było zmniejszenie zużycia paliw o ok. 30%, a zwłaszcza ograniczenie zużycia paliw stałych - węgla kamiennego (o ok. 46%) i brunatnego (o prawie 24%). Istotny, dochodzący w ostatnich latach do ponad 20%, udział w emisji GHG ma kategoria 1A3. *Transport*. Emisja GHG z transportu wykazuje trend rosnący. Niewielki spadek tej emisji obserwowany był jedynie w roku 2020, 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 roku 2009, w którym zauważalnie niższa wartość emisji gazów cieplarnianych związana była m.in. ze światową recesją gospodarczą. W kolejnych latach poziom emisji GHG w ramach kategorii 1A2 był w miarę ustabilizowany. 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 stosunku do roku 1988 (o prawie 50%). Wynika ona głównie z ograniczenia zużycia paliw o ponad 17%, w tym przede wszystkim węgla kamiennego (spadek o prawie 63%) przy wzroście zużycia gazu ziemnego o ponad 86% i ponad 5-krotnym wzroście zużycia biomasy stałej.

Tabela 2.23. Emisje gazów cieplarnianych w sektorze 1A. Spalanie paliw [Mt CO₂eq]

Sektor	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
1A Spalanie paliw	447,31	427,37	355,99	358,50	350,53	353,13	346,53	346,60	363,05	350,74	323,66	314,49	300,63	299,60	293,43	303,74	308,61
1A1 Przemysły energetyczne	257,93	253,88	235,23	229,35	221,04	207,87	206,14	191,21	198,51	191,84	184,70	178,92	176,59	177,99	171,89	180,49	179,84
1A1a Produkcja energii elektrycznej i ciepła	248,97	245,55	228,19	224,03	215,38	200,66	195,12	178,45	184,90	179,52	173,04	168,78	166,91	169,07	164,42	172,72	171,60
1A1ai Produkcja energii elektrycznej	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9,97
1A1aii Skojarzona produkcja energii elektrycznej i ciepła	205,39	202,88	186,89	181,57	176,46	174,90	173,09	154,73	157,95	155,98	152,42	150,37	150,80	151,30	148,46	157,10	147,94
1A1aiii Ciepłownie	43,58	42,68	41,30	42,46	38,92	25,76	22,04	23,71	26,95	23,55	20,62	18,41	16,10	17,76	15,96	15,62	13,69
1A1b Rafinerie	2,92	2,84	2,18	1,40	1,91	1,65	1,68	3,73	4,03	3,49	3,48	3,22	3,54	3,62	3,59	3,60	3,80
1A1c Produkcja paliw stałych i inne przemysły energet.	6,04	5,49	4,85	3,92	3,75	5,55	9,34	9,04	9,58	8,83	8,18	6,92	6,14	5,30	3,88	4,16	4,44
1A2 Przemysł wytwórczy i budownictwo	55,22	52,17	42,83	39,66	36,72	47,73	48,76	63,32	67,87	64,05	53,79	45,92	45,96	40,62	38,47	37,59	38,28
1A3 Transport	24,55	24,35	20,74	21,80	22,23	21,79	22,95	23,80	26,98	28,57	30,13	32,89	29,00	28,79	27,78	29,86	33,77
1A4 Inne sektory	109,61	96,98	57,19	67,69	70,54	75,73	68,68	68,26	69,69	66,28	55,03	56,77	49,08	52,20	55,29	55,80	56,72
1A4a Handel/usługi/institucje	30,28	24,95	9,78	9,64	10,12	9,34	7,12	7,09	6,50	6,76	5,38	5,73	5,63	6,09	8,06	8,46	8,21
1A4b Gospodarstwa domowe	69,65	62,65	38,15	46,95	48,21	51,97	45,95	46,06	47,41	43,16	34,92	35,86	29,27	32,06	34,05	34,03	34,83
1A4c Rolnictwo/leśnictwo/rybołówstwo	9,68	9,38	9,25	11,10	12,21	14,42	15,60	15,12	15,79	16,35	14,73	15,19	14,19	14,05	13,18	13,31	13,68

Sektor	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1A Spalanie paliw	308,13	320,35	318,02	313,00	303,26	320,24	316,32	309,96	305,45	291,78	294,80	305,68	318,52	318,01	299,84	284,56	313,10
1A1 Przemysły energetyczne	178,36	184,11	180,32	174,79	167,26	173,53	174,85	169,75	170,34	160,94	163,70	163,53	165,25	163,30	150,55	139,60	160,22
1A1a Produkcja energii elektrycznej i ciepła	171,01	176,80	171,27	166,07	159,90	165,73	166,66	161,94	163,22	154,07	155,62	155,78	157,51	155,81	142,58	131,81	152,23
1A1ai Produkcja energii elektrycznej	9,91	10,01	9,90	11,25	4,40	4,77	7,17	11,35	11,68	8,45	2,38	2,00	2,53	2,36	2,33	3,49	3,73
1A1aii Skojarzona produkcja energii elektrycznej i ciepła	148,03	153,83	149,41	143,03	143,07	146,79	147,99	138,23	139,73	134,88	143,10	142,99	144,44	143,12	130,34	118,39	137,40
1A1aiii Ciepłownie	13,06	12,96	11,96	11,79	12,44	14,17	11,49	12,37	11,82	10,75	10,14	10,79	10,54	10,33	9,91	9,94	11,10
1A1b Rafinerie	3,57	3,58	4,32	4,31	4,20	4,79	5,03	5,05	4,28	4,00	4,44	4,51	4,66	4,36	4,61	4,59	4,41
1A1c Produkcja paliw stałych i inne przemysły energet.	3,78	3,72	4,73	4,40	3,16	3,01	3,16	2,76	2,83	2,87	3,65	3,24	3,08	3,14	3,36	3,20	3,58
1A2 Przemysł wytwórczy i budownictwo	33,87	33,80	36,09	31,96	28,03	29,62	30,56	29,47	29,29	29,42	27,95	28,65	31,03	31,55	31,19	28,91	30,11
1A3 Transport	36,25	40,12	44,26	46,25	46,85	49,37	49,97	48,02	45,17	45,54	48,04	54,74	63,22	65,04	66,04	63,08	68,35
1A4 Inne sektory	59,64	62,32	57,35	60,01	61,12	67,72	60,95	62,72	60,65	55,87	55,11	58,75	59,02	58,11	52,07	52,97	54,42
1A4a Handel/usługi/institucje	7,80	8,69	8,37	8,94	9,35	10,61	9,75	9,43	8,73	7,78	7,94	8,61	7,48	7,02	6,43	6,03	7,74
1A4b Gospodarstwa domowe	37,62	41,43	37,89	39,51	40,35	45,25	39,83	41,73	40,64	37,28	36,82	39,16	39,40	38,85	33,83	34,98	35,25
1A4c Rolnictwo/leśnictwo/rybołówstwo	14,22	12,20	11,09	11,56	11,42	11,86	11,36	11,56	11,28	10,81	10,35	10,98	12,14	12,24	11,81	11,96	11,44

Źródło: KOBIZE, IOŚ-PIB

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, 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 roku 2020 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 2.24).

Tabela 2.24. 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 Polska została zobowiązana do osiągnięcia 17,7% redukcji do 2030 r. w stosunku do 2005 r. w obszarze sektorów nieobjętych systemem EU ETS. Porównanie oszacowanej emisji dla sektorów nieobjętych ETS w 2021 r. z limitem jednostek przyznaných Polsce na ten rok wskazuje, że emisja ta jest niższa od limitu o ponad 7 Mt CO₂eq (Tabela 2.25).

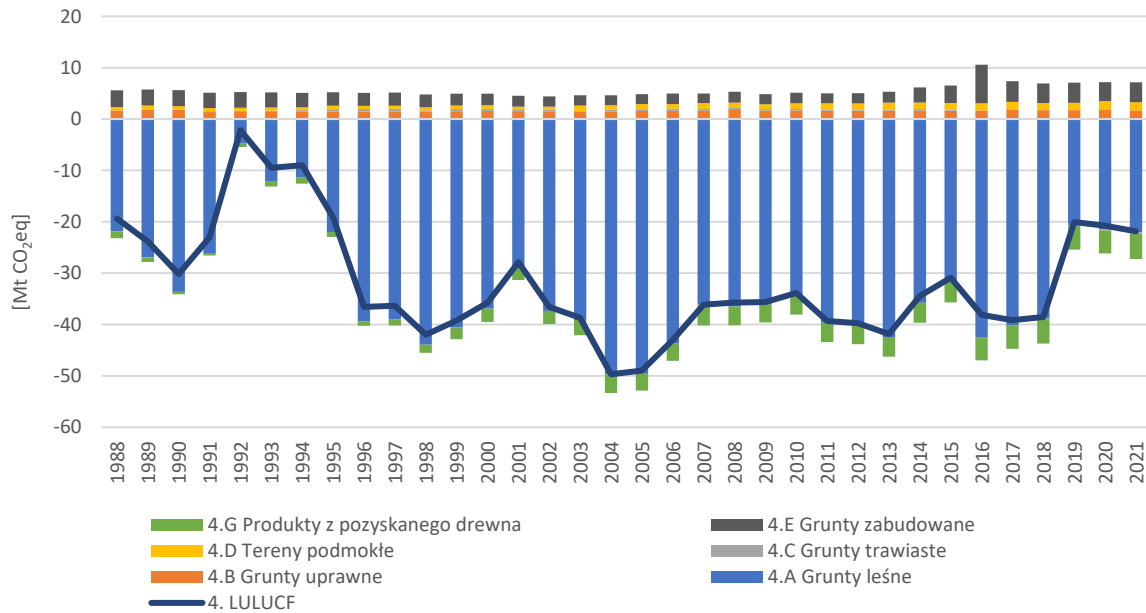
Tabela 2.25. Obliczenie emisji w sektorze non-ETS w 2021 r. oraz porównanie jej z rocznymi limitami emisji (przeliczonymi wg GWP z AR5)

Wyszczególnienie		Emisja [kt CO ₂ eq]
A	Krajowa emisja gazów cieplarnianych (z emisją pośrednią CO ₂ , bez LULUCF)	399 938
B	Zweryfikowana emisja gazów cieplarnianych w EU ETS	192 033
C	Emisja CO ₂ z lotnictwa krajowego (1.A.3.a)	54
D	Emisja non-ETS (= A-B-C)	207 851
E	Roczny limit emisji (AEA) dla Polski w non-ETS	215 005
F	Różnica między AEA oraz emisją non-ETS (= E-D)	7 154

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

1988-2021, dla zagregowanych kategorii źródłowych sektora LULUCF (grunty leśne, grunty uprawne, grunty trawiaste, tereny podmokłe, grunty zabudowane, produkty z pozyskanego drewna), przedstawiono na rysunku (Rysunek 2.6).



Rysunek 2.6. 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 (1988-2021), jest ujemna, co oznacza, że łączny „wychwył” CO₂ przewyższył łączną, wyrażoną w ekwiwalencie 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). Rok 2021 jest kolejnym z rzędu, dla którego zakłada się, że akumulacja węgla (pochłanianie CO₂) w polskich lasach nie osiąga poziomu odnotowanego na przestrzeni lat historycznych.

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.

Pochłanianie netto (tj. ujemna wielkość salda emisji i pochłaniania) gazów cieplarnianych w sektorze LULUCF zwiększyło się w 2021 r. o około 6,0% w stosunku do roku 2020. Wśród głównych, sektorowych źródeł strumieni gazów cieplarnianych plasują się strumienie gazów cieplarnianych na gruntach leśnych, efekt substytucji węgla w produktach z pozyskanego drewna oraz strumienie gazów cieplarnianych na gruntach zabudowanych, z ich bezwzględnym udziałem procentowym w szacowanych poziomie strumieni gazów cieplarnianych w sektorze LULUCF wynosi odpowiednio: 64,2% (- 22 085 kt CO₂eq); 14,2% (- 4 877 kt CO₂eq); oraz 11,2% (3 851 kt CO₂eq). W przypadku gruntów leśnych, produktów drzewnych oraz gruntów zabudowanych, szacowane za rok 2021 salda emisji i pochłaniania GHG zwiększyły się odpowiednio o 3,1%; 9,1% oraz 4,4%.

Szczegółowe dane nt. sald emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w latach 1988-2021, dla zagregowanych kategorii źródłowych, przedstawiono w tabeli (Tabela 2.26).

Tabela 2.26. 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
4.A Grunty leśne	-21 807	-26 881	-33 650	-26 232	-4 778	-12 204	-11 330	-21 996	-39 363	-38 956	-43 915	-40 588	-36 871	-28 984	-37 348	-39 114	-49 697
4.B. Grunty uprawne	1 673	1 805	1 751	1 361	1 382	1 403	1 423	1 445	1 463	1 473	1 488	1 504	1 618	1 401	1 430	1 439	1 467
4.C Grunty trawiaste	-182	-74	113	198	242	232	307	490	492	548	211	437	395	501	360	149	318
4.D Tereny podmokłe	646	820	653	596	585	622	578	665	635	583	603	697	677	518	621	1 058	920
4.E Grunty zabudowane	3 287	3 117	3 097	2 969	3 032	2 950	2 802	2 622	2 524	2 551	2 484	2 294	2 245	2 107	2 000	1 979	1 935
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	-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
4.A Grunty leśne	-21 807	-26 881	-33 650	-26 232	-4 778	-12 204	-11 330	-21 996	-39 363	-38 956	-43 915	-40 588	-36 871	-28 984	-37 348	-39 114	-49 697

Kategoria IPCC	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
4.A Grunty leśne	-49 594	-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	-21 428	-22 085
4.B. Grunty uprawne	1 570	1 602	1 597	1 775	1 657	1 668	1 617	1 628	1 664	1 676	1 641	1 673	1 760	1 721	1 747	1 750	1 711
4.C Grunty trawiaste	344	408	396	385	303	294	280	254	237	319	174	-65	165	-122	-98	-258	-281
4.D Tereny podmokłe	1 007	901	1 104	1 046	918	1 128	1 167	1 159	1 299	1 224	1 337	1 390	1 436	1 425	1 422	1 760	1 586
4.E Grunty zabudowane	1 941	2 052	1 867	2 113	1 962	2 026	1 953	2 007	2 115	2 950	3 390	7 514	4 002	3 803	3 939	3 688	3 851
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	-3 286	-3 463	-4 097	-3 646	-3 463	-3 831	-3 768	-3 755	-3 840	-3 879	-4 008	-4 319	-4 569	-4 773	-4 565	-4 469	-4 877
4.A Grunty leśne	-49 594	-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	-21 428	-22 085

Źródło: KOBIZE, IOŚ-PIB

2.1.2. Prognozy dotyczące zmian w sektorach przy istniejących politykach i środkach krajowych i unijnych, a także prognozy emisji substancji zanieczyszczających powietrze

Projekcje emisji gazów cieplarnianych, a także substancji zanieczyszczających powietrze (zgodnie z dyrektywą NEC) do 2030 r., sporządzono na podstawie prognoz zmian aktywności w poszczególnych sektorach, z uwzględnieniem klasyfikacji źródeł odpowiednio IPCC i NFR, zawartych w następujących źródłach danych (Tabela 2.27):

Tabela 2.27. 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	Informacje pozyskane z organizacji branżowych, opracowań i artykułów branżowych i in. Prognozy GUS
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów		
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 do 2040 r., grudzień 2021 r.	Prognoza aktywności sektora rolnego w Polsce do 2050 roku na potrzeby KOBIZE. Instytut Ekonomiki Rolnictwa i Gospodarki Żywnościowej - Państwowy Instytut Badawczy. Redakcja: dr Konrad Prandecki
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo		
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, ograniczenia oddziaływania energetyki na środowisko.

Poniżej (Tabela 2.28; Rysunek 2.7) zaprezentowano syntetyczne wyniki prognozowanych dla lat 2025-2030 emisji gazów cieplarnianych w Polsce, w zestawieniu z emisją w latach 2005-2020, wg sektorów IPCC.

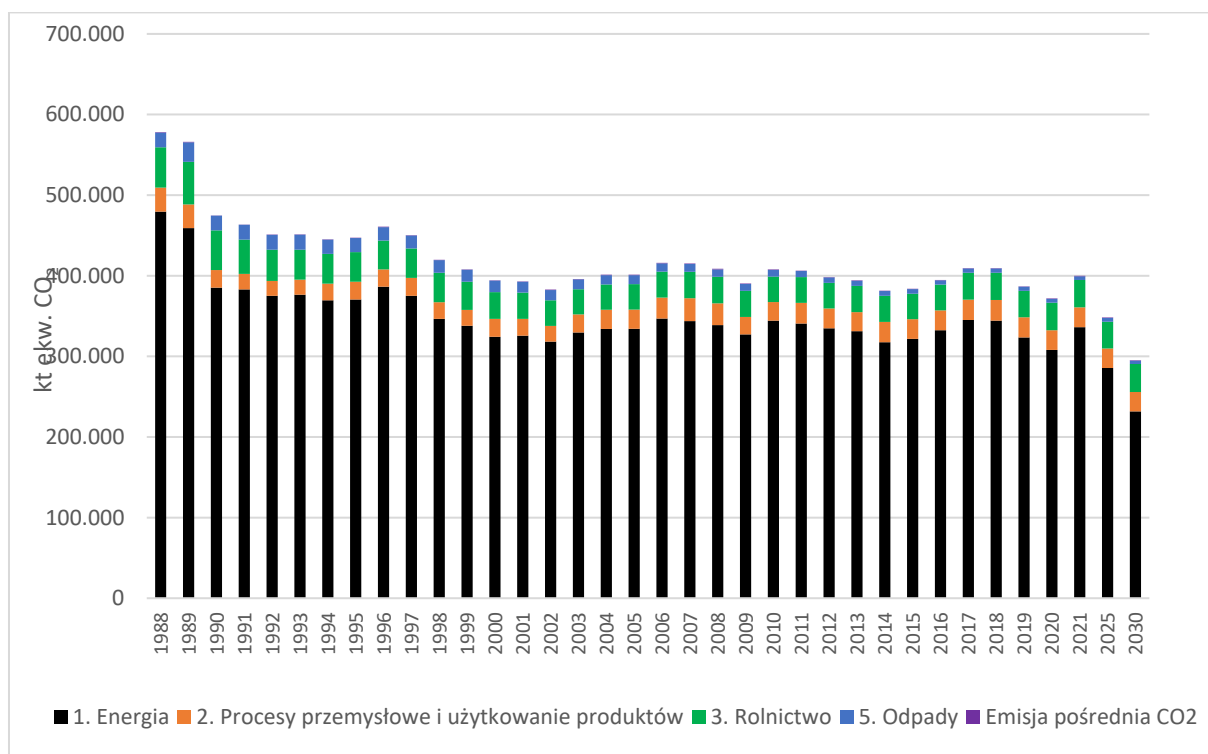
Tabela 2.28. Projekcje emisji gazów cieplarnianych według sektorów

Sektor	Emisje GHG [kt CO ₂ eq]					
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
1. Energia	334 317,08	344 423,02	321 729,78	307 991,99	285 486,79	231 835,39
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	23 732,01	22 878,65	24 351,84	24 516,29	24 223,83	24 038,87
3. Rolnictwo	31 659,42	31 659,66	31 705,48	34 051,67	33 334,78	34 650,27
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo	-48 018,52	-32 962,30	-29 143,46	-18 957,85	-15 261,43	-6 891,63
5. Odpady	11 000,17	8 275,63	5 608,23	4 752,48	4 652,44	4 268,70

Emisje GHG [kt CO ₂ eq]						
Sektor	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Emisje pośrednie CO ₂	564,93	567,87	546,19	582,52	545,78	539,97
Suma (z uwzgl. LULUCF)*	353 255,10	374 842,53	354 798,06	352 937,10	332 982,20	288 441,56
Suma (bez LULUCF)*	401 273,62	407 804,83	383 941,52	371 894,95	348 243,62	295 333,19

* z uwzględnieniem emisji pośredniej CO₂

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB



Rysunek 2.7. 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 295,3 mln ton CO₂eq w 2030 r. i zmniejszy się w stosunku do 1990 r. o blisko 38% w 2030 r. (bez LULUCF). Największą redukcję emisji GHG zaobserwowano w sektorze odpadów (o 76% w 2030 r.) oraz sektorze energii (o 40% w 2030 r.). Głównym czynnikiem zmniejszającym emisję GHG w sektorze energii jest spadek zużycia paliw zarówno w źródłach stacjonarnych, jak i mobilnych. W sektorze rolnictwa spadek emisji GHG wyniósł 30% w latach 1990-2030 r.

W tabeli poniżej (Tabela 2.29) 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 2.29. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w sektorze 1A. Spalanie paliw

Emisje GHG [kt CO ₂ eq]						
Sektor	2005	2010	2015	2020	2025	2030
1A Spalanie paliw	308 125,76	320 243,46	294 804,48	284 563,58	264 454,40	213 448,40
1A1 Przemysły energetyczne	178 362,41	173 529,26	163 700,19	139 603,24	128 283,67	96 720,12
1A1a Produkcja energii elektrycznej i ciepła	171 009,45	165 731,48	155 616,22	131 814,93	120 933,83	89 760,18

Sektor	Emisje GHG [kt CO ₂ eq]					
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
1A1ai Produkcja energii elektrycznej	IE	IE	IE	IE	IE	IE
1A1aii Skojarzona produkcja energii elektrycznej i ciepła	157 945,05	151 563,31	145 480,52	121 875,37	113 139,87	84 663,53
1A1aiii Ciepłownie	13 064,40	14 168,17	10 135,69	9 939,55	7 793,95	13 064,40
1A1b Rafinerie	3 569,54	4 789,81	4 435,10	4 592,73	4 405,87	4 013,54
1A1c Produkcja paliw stałych i inne przemysły energetyczne	3 783,42	3 007,97	3 648,87	3 195,58	2 943,98	2 946,40
1A2 Przemysł wytwórczy i budownictwo	33 872,34	29 615,73	27 954,16	28 906,83	27 742,61	24 071,45
1A3 Transport	36 248,83	49 373,53	48 040,11	63 081,57	66 053,73	58 355,87
1A4 Inne sektory	59 642,19	67 724,94	55 110,02	52 971,94	42 374,39	34 300,96
1A4a Handel/usługi/instytucje	7 796,21	10 614,49	7 944,34	6 031,18	5 885,17	5 436,69
1A4b Gospodarstwa domowe	37 621,06	45 248,17	36 818,66	34 982,89	26 234,68	19 695,62
1A4c Rolnictwo/leśnictwo/rybołówstwo	14 224,92	11 862,28	10 347,02	11 957,87	10 254,54	9 168,66

IE - „included elsewhere” (zawarto w 1A1aii)

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

W latach objętych projekcjami prognozowany jest spadek emisji gazów cieplarnianych ze spalania paliw, w okresie 2020-2030 o 25%. Największy wpływ na tę redukcję ma obniżenie emisji GHG w kategorii 1A1a Produkcja energii elektrycznej i ciepła. Przewidywany spadek w tej kategorii, w stosunku do roku 2020, wyniesie 32% w perspektywie do roku 2030. Wynika to z ograniczenia zużycia paliw kopalnych w tym sektorze — do roku 2030 spodziewane jest zmniejszenie zużycia węgla kamiennego ok. 33%, brunatnego o ponad 54% i gazu ziemnego o 74%. Znaczący spadek emisji GHG przewidywany jest też w kategorii 1A4b Gospodarstwa domowe, w latach 2020-2030 o prawie 43%. W przypadku tego sektora tak znacząca redukcja jest również związana ze spadkiem zużycia paliw, głównie węgla kamiennego o 63% do roku 2030.

W kolejnych tabelach (Tabela 2.30; Tabela 2.31; Tabela 2.32) zaprezentowano wyniki prognozowanych dla lat 2025-2030 emisji gazów cieplarnianych w Polsce w poszczególnych sektorach i podsektorach, w zestawieniu z emisją w latach 2005-2020, wg gazów.

Tabela 2.30. Prognozowane emisje CO₂

Sektor	Emisje CO ₂ [kt]					
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
1. Energia	305 292,48	316 852,23	293 495,67	281 978,11	263 321,33	213 353,10
A. Spalanie paliw	301 905,38	313 363,43	288 748,81	277 753,06	258 937,54	208 871,23
1. Przemysły energetyczne	177 651,35	172 795,91	162 990,16	138 993,06	127 700,48	96 224,92
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	33 669,65	29 402,61	27 703,78	28 596,72	27 429,02	23 773,35
3. Transport	35 631,64	48 767,04	47 449,35	62 374,76	65 348,17	57 702,68
4. Inne sektory	54 952,74	62 397,88	50 605,53	47 788,52	38 459,87	31 170,28
B. Emisja lotna z paliw	3 387,10	3 488,80	4 746,86	4 225,05	4 383,80	4 481,87
1. Paliwa stałe	2 225,64	2 424,68	2 712,17	2 340,89	2 192,35	2 203,28
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	1 161,46	1 064,11	2 034,69	1 884,16	2 191,45	2 278,59

Sektor	Emisje CO ₂ [kt]					
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
2. Procesy przemysłowe	15 665,47	16 056,87	17 907,27	18 746,13	20 212,64	20 409,87
A. Produkty mineralne	8 355,79	9 849,54	10 088,59	11 738,98	12 675,14	12 882,64
B. Przemysł chemiczny	4 886,78	4 335,42	5 141,13	4 866,96	5 030,36	5 081,79
C. Produkcja metali	2 236,00	1 639,16	2 419,96	1 824,37	2 172,04	2 118,33
D. Produkty nieenergetyczne ze zużycia paliw i rozpuszczalników	186,90	232,76	257,59	315,82	335,10	327,12
3. Rolnictwo	1 591,35	1 121,19	1 108,98	1 458,75	1 320,98	1 330,75
G. Wapnowanie	944,90	391,55	373,84	836,30	628,37	675,15
H. Stosowanie mocznika	394,18	467,17	471,24	431,33	473,00	426,14
I. Inne nawozy	252,27	262,46	263,89	191,13	219,61	229,46
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo (LULUCF)	-48 987,35	-33 870,34	-30 886,90	-20 783,76	-16 938,87	-8 487,85
5. Odpady	215,76	194,29	203,50	254,10	274,56	274,56
C. Spalanie odpadów	215,76	194,29	203,50	254,10	274,56	274,56
Emisja CO ₂ z biomasy	19 802,69	30 378,55	34 917,41	48 969,63	48 439,50	51 811,61
Suma (z uwzgl. LULUCF)	274 342,63	300 922,11	282 374,71	282 235,85	268 736,42	227 420,41
Suma (bez LULUCF)	323 329,98	334 792,45	313 261,61	303 019,61	285 675,29	235 908,26

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Głównym gazem cieplarnianym emitowanym w Polsce pozostanie CO₂, jego udział w emisji krajowej wyniesie 80% w 2030 r. Prognozowany jest znaczący spadek emisji CO₂: z blisko 377 mln ton CO₂eq w 1990 r. do 236 mln ton CO₂eq w 2030 r. (spadek o 37%). Najistotniejszy spadek emisji odnotowano w sektorze energia, co było spowodowane spadkiem zużycia paliw w źródłach stacjonarnych i mobilnych.

Sektor LULUCF charakteryzuje systematyczny spadek prognozowanego pochłaniania CO₂ netto z obecnych ponad -20 mln ton CO₂eq do ok. -8,5 mln ton CO₂eq w 2030 r. Opisany znaczący spadek pochłaniania wynika z załamania dynamiki wzrostu wielkości zasobów drzewnych, odnotowanym w lasach począwszy od 2019 r. Spadek dynamiki wzrostu zasobów drzewnych na pniu należy przede wszystkim łączyć z dwoma czynnikami wpływającymi na wykazywany poziom rocznego przyrostu bieżącego w skali zagregowanej. Te wskaźniki związane są z procesem starzenia się drzewostanów, a także ze znaczącym wzrostem dynamiki wydzielania się martwego drewna. Co istotne, wzrostu ilości martwego drewna w lasach oczekuje się zarówno w wyniku realizacji założeń szeregu lokalnych i globalnych polityk środowiskowych, jak również w efekcie zwiększenia śmiertelności drzew w efekcie zmian klimatycznych.

Tabela 2.31. Prognozowane emisje N₂O

Sektor	Emisje N ₂ O [kt]					
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
1. Energia	8,91	8,20	7,88	9,25	8,53	7,68
A. Spalanie paliw	8,91	8,20	7,88	9,25	8,53	7,68
1. Przemysły energetyczne	2,61	2,69	2,60	2,19	2,07	1,72
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	0,44	0,46	0,54	0,66	0,67	0,63
3. Transport	1,72	1,74	1,71	2,29	2,30	2,15
4. Inne sektory	4,14	3,31	3,02	4,11	3,50	3,17
B. Emisja lotna z paliw	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Sektor	Emisje N ₂ O [kt]					
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2. Procesy przemysłowe	15,29	4,15	2,62	1,84	2,17	2,18
B. Przemysł chemiczny	14,87	3,71	2,18	1,39	1,71	1,71
G. Produkcja i użytkowanie innych wyrobów	0,43	0,44	0,44	0,45	0,46	0,47
3. Rolnictwo	57,01	58,94	58,49	63,10	62,19	62,55
B. Odchody zwierzęce	8,90	8,75	8,66	9,93	9,86	10,33
D. Gleby rolne	48,08	50,16	49,79	53,13	52,29	52,18
F. Spalanie odpadów roślinnych	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo (LULUCF)	3,52	3,37	6,44	6,67	6,23	5,91
5. Odpady	2,58	2,67	2,95	3,06	3,36	3,39
B. Biologiczne unieszkodliwianie odpadów stałych	0,13	0,12	0,39	0,42	0,82	0,87
C. Spalanie odpadów	0,02	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02
D. Gospodarka ściekami	2,43	2,54	2,54	2,61	2,53	2,50
Suma (z uwzgl. LULUCF)	87,31	77,34	78,37	83,91	82,48	81,72
Suma (bez LULUCF)	83,80	73,96	71,93	77,24	76,26	75,81

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

W przypadku N₂O prognozowana emisja (bez LULUCF) zmniejszy się ze 105 kt w 1990 r. do 76 kt (spadek o 28%) w 2030 r. Największą redukcję emisji N₂O w latach 1990-2030 odnotowano w sektorze Procesów przemysłowych i użytkowania produktów (głównie w przemyśle chemicznym). Z kolei w sektorze Rolnictwa emisja N₂O zmniejszyła się o ok. 25%, przy czym do 2020 r. osiągnięto już 24%-ową redukcję. Rolnictwo to najistotniejsze źródło emisji N₂O w Polsce, a w szczególności gleby rolne. Z kolei w sektorze Odpadów zanotowano wzrost emisji N₂O w latach 1990–2030 (2,5 kt do 3,4 kt), spowodowany prognozowanym wzrostem liczby odpadów komunalnych, przemysłowych, medycznych i komunalnych osadów ściekowych przekształcanych termicznie oraz wzrostem ilości odpadów przetwarzanych w kompostowniach.

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

Tabela 2.32. Prognozowane emisje CH₄

Sektor	Emisje CH ₄ [kt]					
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
1. Energia	952,26	907,05	933,81	841,52	710,86	587,36
A. Spalanie paliw	137,84	168,11	141,74	155,71	116,29	90,77
1. Przemysły energetyczne	0,65	0,70	0,73	1,06	1,24	1,36
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	3,07	3,27	3,87	4,84	4,87	4,65
3. Transport	5,81	5,18	4,89	3,60	3,46	2,96
4. Inne sektory	128,31	158,96	132,25	146,22	106,72	81,80
B. Emisja lotna z paliw	814,42	738,94	792,07	685,82	594,57	496,59
1. Paliwa stałe	719,82	651,44	690,01	579,09	484,58	383,44
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	94,60	87,50	102,06	106,73	109,99	113,15
2. Procesy przemysłowe	1,89	2,50	2,62	2,32	2,93	2,97

Sektor	Emisje CH ₄ [kt]					
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
B. Przemysł chemiczny	1,39	2,03	2,02	1,91	2,47	2,53
C. Produkcja metali	0,50	0,46	0,60	0,40	0,46	0,44
3. Rolnictwo	534,26	532,84	539,19	566,85	554,74	597,95
A. Fermentacja jelitowa	460,56	473,53	486,61	515,16	503,56	539,99
B. Odchody zwierzęce	72,93	58,47	51,62	50,59	50,15	56,90
F. Spalanie odpadów roślinnych	0,77	0,85	0,95	1,10	1,03	1,06
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo (LULUCF)	1,33	0,51	1,35	2,11	0,97	1,11
5. Odpady	360,76	263,30	165,14	131,74	124,53	110,54
A. Składowanie odpadów stałych	257,45	143,48	80,29	49,42	35,26	22,84
B. Biologiczne unieszkodliwianie odpadów stałych	2,15	2,04	6,58	7,04	13,62	14,51
D. Gospodarka ściekami	101,16	117,78	78,27	75,28	75,66	73,19
Suma (z uwzgl. LULUCF)	1 850,51	1 706,20	1 642,11	1 544,54	1 394,03	1 299,93
Suma (bez LULUCF)	1 849,17	1 705,69	1 640,76	1 542,43	1 393,06	1 298,82

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Udział metanu w emisji krajowej wzrośnie do 12% w 2030 r.

Prognozowana emisja metanu stopniowo się zmniejsza z ok. 2,5 mln ton w 1990 r. do 1,3 mln ton CH₄ w 2030 r. (spadek o 48%; bez LULUCF). Największa spodziewana redukcja emisji CH₄ od 1990 r. wystąpiła w sektorze Odpadów, o 82% w 2030 r., co jest spowodowane prognozowanym zmniejszeniem ilości odpadów zagospodarowanych na składowiskach (w tym redukcją ilości odpadów ulegających biodegradacji) oraz wzrostem zagospodarowania osadów ściekowych z oczyszczalni komunalnych.

Spadek emisji CH₄ od roku 1990 prognozowany jest także w sektorze Energii, przede wszystkim w emisji lotnej: o 44% w 2030 r., co jest spowodowane głównie dalszym spadkiem wydobycia węgla. W przypadku rolnictwa prognozowana jest redukcja emisji metanu od 1990 r. o 31% do 2030 r.

Prognozowane zmiany emisji w sektorach EU ETS i non-ETS przedstawiono w tabeli (Tabela 2.33). 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 do 130 mln ton CO₂eq w 2030 r. (spadek o 32%). Jednocześnie prognozowany jest spadek udziału emisji GHG z instalacji objętych EU ETS w emisji krajowej – z obecnych 48% do 44% w 2030 r.

Natomiast emisja GHG z sektorów nieobjętych EU ETS, tzw. ESR, również spada od 2021 roku, lecz znacznie wolniej tj. o 20% do 2030 r. Prognozowana emisja w ESR w 2030 r. wyniesie 165 mln ton CO₂eq i osiągnie redukcję -14,1% w stosunku do emisji w roku bazowym 2005, co oznacza, że nie zostanie uzyskany cel wyznaczony dla Polski w wielkości -17,7% (158,4 mln ton CO₂eq).

Tabela 2.33. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w podziale na ETS i non-ETS

Parametr	2005 (bazowy)	2021	2025	2030
Emisja w ETS [kt CO ₂ eq]	-	192 032,91	162 841,13	129 757,63
Emisja w ESR [kt CO ₂ eq]	192 472,25	207 851,06	185 142,42	165 256,53
Zmiana emisji w ESR w stos. do 2005 r.				-14,1%

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Projekcje strumieni gazów cieplarnianych rozliczanych w sektorze LULUCF zakładają łączny deficyt kredytów wymaganych do spełnienia tzw. zasady „zero debetów” (określonej w art. 4 ust 1 Rozporządzenia (UE) 841/2018) na poziomie ok 27 004 kt CO₂eq. Należy jednak zwrócić uwagę na możliwość wykorzystania elastyczności, co zredukowałoby deficyt do poziomu ok 15 754 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 roku za rok 2030 i 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. 26 401,2 kt CO₂eq średniorocznie (sumarycznie 132 006 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, 120 756 kt CO₂eq za okres 2026-2030.

Poniżej (Tabela 2.34, Tabela 2.35; Tabela 2.36; Tabela 2.37; Tabela 2.38) zaprezentowano syntetyczne wyniki prognozowanych dla lat 2025-2030 emisji substancji zanieczyszczających powietrze w Polsce, w zestawieniu z emisją w latach 2005-2020, wg kategorii NFR¹⁷. Dane dot. emisji w latach 2005-2020 przyjęto na podstawie krajowej inwentaryzacji emisji zanieczyszczeń powietrza¹⁸, wykonanej w 2023 roku zgodnie z obowiązującymi Wytycznymi do raportowania emisji i projekcji w ramach konwencji LRTAP (ECE/EB.AIR/125), przyjętymi decyzją Organu Wykonawczego konwencji LRTAP 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}.

Tabela 2.34. Projekcje emisji dwutlenku siarki, według sektorów (kategorii NFR)

Sektor	Emisja SO ₂ [Gg]					
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
1. Energia	1 119,79	815,52	628,85	375,51	246,90	156,34
A. Spalanie paliw	1 106,90	807,41	620,42	368,71	240,45	150,30
1. Przemysły energetyczne	813,18	485,13	364,66	158,15	108,58	74,64
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	110,51	87,10	69,94	45,49	29,45	18,31
3. Transport	1,24	0,56	0,55	0,63	0,83	0,79
4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe)	181,97	234,63	185,26	164,43	101,59	56,56
B. Emisja lotna z paliw	12,89	8,11	8,44	6,80	6,44	6,04
1. Paliwa stałe	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	12,89	8,10	8,43	6,80	6,44	6,03
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	9,13	9,15	9,61	9,79	9,74	9,91
B. Przemysł chemiczny	4,40	4,25	4,46	4,37	4,55	4,74

¹⁷ NFR – ang. Nomenclature for Reporting, format podziału źródeł emisji na kategorie stosowany w ramach konwencji CLRTAP

¹⁸ Krajowy bilans emisji SO₂, NO_x, CO, NH₃, NMLZO, pyłów, metali ciężkich i TZO za lata 1990-2021; KOBIZE-IOŚ PIB. Raport syntetyczny; Warszawa, styczeń 2023

Sektor	Emisja SO ₂ [Gg]					
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
C. Produkcja metali	2,77	2,62	2,90	2,78	2,55	2,53
G. - L. Inne	1,96	2,29	2,26	2,63	2,63	2,64
3. Rolnictwo	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00
F. Spalanie resztek roślinnych	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00
5. Odpady	0,04	0,04	0,05	0,07	0,07	0,08
C. Spopielanie i otwarte spalanie odpadów	0,04	0,04	0,05	0,07	0,07	0,08
D. Gospodarka ściekami	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OGÓŁEM	1 128,98	824,72	638,53	385,37	256,71	166,33

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Zgodnie z dyrektywą NEC w latach 2020-2029 Polska powinna zredukować emisję SO₂ o minimum 59%, zaś od roku 2030 – o minimum 70% w stosunku do roku 2005. Redukcja tego zanieczyszczenia w odniesieniu do 2005 roku przekroczyła wymagany poziom i wyniosła w 2020 roku 65,9%, a w 2021 roku 65,2%. W latach prognozy redukcja emisji SO₂ w scenariuszu WEM nadal rośnie i osiąga wartości od 77,3% w 2025 roku do 85,3% w roku 2030 (Tabela 2.39) zatem cele redukcyjne dla SO₂ określone w dyrektywie NEC 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 roku 96% i w latach prognozy pozostaje on głównym źródłem emisji. Głównym powodem spadku emisji SO₂ w latach 2025-2030 jest spadek zużycia paliw, w tym głównie węgla kamiennego i brunatnego w przemyśle (kategorie 1A1 i 1A2) i małych źródłach spalania (kat. 1A4). Ponadto znaczny wpływ na zmniejszenie emisji ma zmieniająca się w latach prognozy struktura urządzeń grzewczych stosowanych w sektorze małych źródeł emisji (1A4). Zmiany te polegają na stopniowym zastępowaniu wysokoemisyjnych kotłów urządzeniami nowoczesnymi, spełniającymi wymagania Ekoprojektu. Zmiana struktury urządzeń została odzwierciedlona w malejących wskaźnikach emisji ze spalania paliw w tym sektorze.

Tabela 2.35. Projekcje emisji tlenków azotu, według sektorów (kategorii NFR)

Sektor	Emisja NO _x [Gg]					
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
1. Energia	775,74	758,39	633,82	514,07	449,00	363,55
A. Spalanie paliw	770,24	753,45	629,46	510,66	445,20	359,99
1. Przemysły energetyczne	304,23	287,18	214,14	127,14	105,71	84,34
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	64,65	54,50	48,75	50,19	44,72	38,80
3. Transport	218,78	252,94	243,37	214,34	197,49	153,36
4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe)	182,57	158,82	123,20	118,98	97,28	83,50
B. Emisja lotna z paliw	5,51	4,94	4,36	3,41	3,80	3,56
1. Paliwa stałe	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	5,50	4,93	4,35	3,40	3,79	3,55
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	15,99	15,43	17,47	17,52	17,80	17,99
B. Przemysł chemiczny	13,63	13,04	14,91	15,06	15,07	15,25
C. Produkcja metali	1,42	1,39	1,59	1,42	1,73	1,72
G. - L. Inne	0,94	1,01	0,98	1,04	1,00	1,01
3. Rolnictwo	65,48	69,50	68,27	71,98	72,98	72,99

Sektor	Emisja NO _x [Gg]					
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
B. Nawozy naturalne	5,29	4,79	4,73	5,38	4,87	5,04
D. Gleby rolne	60,13	64,69	63,48	66,56	68,10	67,94
F. Spalanie resztek roślinnych	0,07	0,02	0,06	0,03	0,01	0,01
5. Odpady	1,27	1,33	1,53	1,81	1,82	1,89
C. Spopielanie i otwarte spalanie odpadów	1,27	1,33	1,53	1,81	1,82	1,89
OGÓŁEM	858,49	844,65	721,10	605,38	541,60	456,42

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 roku 2030 – o minimum 39% w stosunku do roku 2005, 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 32,7%, a w 2021 o 34,5%, a zatem limit emisji tego zanieczyszczenia został w tych latach spełniony. W latach prognozy redukcja emisji NO_x w scenariuszu WEM osiąga wartości od 40,9% w 2025 roku do 51,7% w roku 2030 (Tabela 2.39), zatem cele redukcyjne dla NO_x określone w dyrektywie NEC są spełnione we wszystkich latach prognozy.

Podobnie jak w przypadku dwutlenku siarki, spalanie paliw (kategoria 1A) jest głównym źródłem emisji tlenków azotu z udziałem 84% w emisji krajowej w roku 2020. Głównym powodem spadku emisji NO_x w latach 2025-2030 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 emisji (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 urządzeniami nowoczesnymi, spełniającymi wymagania Ekoprojektu. Zmiana struktury urządzeń została odzwierciedlona w malejących wskaźnikach emisji ze spalania paliw w tym sektorze.

Tabela 2.36. Projekcje emisji NMLZO, według sektorów (kategorii NFR)

Sektor	Emisja NMLZO [Gg]					
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
1. Energia	414,50	402,18	366,66	347,47	241,04	172,32
A. Spalanie paliw	298,66	300,69	265,61	262,31	161,05	103,98
1. Przemysły energetyczne	2,86	3,04	3,29	3,25	3,52	3,70
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	28,36	28,37	31,91	39,11	36,61	34,15
3. Transport	91,28	72,25	70,26	45,56	23,81	18,98
4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe)	176,17	197,04	160,15	174,39	97,10	47,15
B. Emisja lotna z paliw	115,84	101,48	101,05	85,15	79,99	68,34
1. Paliwa stałe	90,08	72,32	70,44	52,77	46,43	34,42
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	25,76	29,17	30,61	32,39	33,57	33,92
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	267,37	269,06	260,82	279,39	263,56	261,04
B. Przemysł chemiczny	2,84	2,98	4,18	5,68	6,37	6,40
C. Produkcja metali	1,07	1,04	1,27	0,91	1,18	1,17

Sektor	Emisja NMLZO [Gg]					
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
D. Stosowanie rozpuszczalników i innych produktów	256,78	258,12	248,27	264,78	248,08	245,44
G. - L. Inne	6,68	6,92	7,11	8,02	7,93	8,03
3. Rolnictwo	110,90	102,09	103,61	123,61	115,20	121,00
B. Nawozy naturalne	104,84	95,96	97,31	115,61	107,32	113,13
D. Gleby rolne	6,05	6,12	6,28	7,99	7,88	7,87
F. Spalanie resztek roślinnych	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00
5. Odpady	4,05	2,98	2,43	2,45	2,45	2,28
A. Składowanie odpadów stałych	2,52	1,53	0,89	0,57	0,49	0,31
C. Spopielanie i otwarte spalanie odpadów	1,50	1,41	1,51	1,85	1,93	1,95
D. Gospodarka ściekami	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
OGÓŁEM	796,83	776,30	733,52	752,91	622,26	556,64

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOS-PIB

Zgodnie z dyrektywą NEC w latach 2020-2029 Polska powinna zredukować emisję NMLZO o minimum 25%, zaś od roku 2030 – o minimum 26% w stosunku do roku 2005, 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 8,3%, a w 2021 o 13,5%, a zatem Polska nie spełniła w latach 2020-2021 celu dotyczącego redukcji emisji NMLZO wynikającego z dyrektywy NEC. W latach prognozy redukcja emisji NMLZO w scenariuszu WEM osiąga wartości od 26,2% w 2025 roku do 36,5% w roku 2030 (Tabela 2.39), zatem cele redukcyjne dla NMLZO określone w dyrektywie NEC są spełnione we wszystkich latach prognozy.

Źródła emisji NMLZO są bardziej rozproszone niż źródła emisji SO₂ i NO_x. W 2020 roku największy jednostkowy udział w emisji miały kategorie: zużycie rozpuszczalników i innych produktów (kat. 2D) – 35%, spalanie paliw w małych źródłach (kat. 1A4) – 23%, zużycie nawozów w rolnictwie (kat. 3B) – 15% i emisja lotna z paliw (kat. 1B) – 11%. Udział całej kategorii 1A (Spalanie paliw) w emisji NMLZO wyniósł w 2020 roku 35%, zaś całego sektora 1 (Energia) – 46% 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 roku. 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 2.37. Projekcje emisji amoniaku, według sektorów (kategorii NFR)

Sektor	Emisja amoniaku [Gg]					
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
1. Energia	6,62	6,85	5,20	4,52	3,50	2,99
A. Spalanie paliw	6,57	6,79	5,13	4,46	3,44	2,93
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	0,04	0,05	0,07	0,10	0,12	0,12
3. Transport	6,17	6,34	4,71	3,89	3,05	2,67

Sektor	Emisja amoniaku [Gg]					
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe)	0,36	0,41	0,36	0,47	0,27	0,14
B. Emisja lotna z paliw	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
1. Paliwa stałe	0,03	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	3,03	3,11	4,29	4,37	4,49	4,69
B. Przemysł chemiczny	2,71	2,82	4,05	4,22	4,35	4,57
D. Stosowanie rozpuszczalników i innych produktów	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
G. - L. Inne	0,31	0,29	0,23	0,14	0,12	0,11
3. Rolnictwo	307,83	286,47	277,61	299,99	269,60	276,83
B. Nawozy naturalne	151,15	126,61	122,55	138,31	132,70	136,50
D. Gleby rolne	156,61	159,84	155,00	161,64	136,90	140,33
F. Spalanie resztek roślinnych	0,07	0,02	0,06	0,04	0,01	0,01
5. Odpady	5,39	3,19	2,29	1,41	1,99	2,08
B. Kompostowanie	0,21	0,20	0,69	0,73	1,50	1,59
D. Gospodarka ściekami	5,18	2,98	1,60	0,68	0,49	0,49
OGÓŁEM	322,88	299,62	289,39	310,29	279,58	286,59

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Zgodnie z dyrektywą NEC w latach 2020-2029 Polska powinna zredukować emisję amoniaku o minimum 1%, zaś od roku 2030 - o minimum 17% w stosunku do roku 2005. Redukcja tego zanieczyszczenia w latach 2020 i 2021 odniesieniu do 2005 roku przekroczyła wymagany poziom i wyniosła w 2020 roku 3,9%, a w 2021 roku 10,4%. W latach prognozy redukcja emisji amoniaku w scenariuszu WEM osiąga wartości od 13,4% w 2025 roku do 11,2% w roku 2030 (Tabela 2.39), zatem cele redukcyjne dla SO₂ określone w dyrektywie NEC są spełnione we latach 2020-2029, ale nie są spełnione po roku 2030, ponieważ prognozowana emisja tego zanieczyszczenia rośnie po 2025 roku.

Rolnictwo jest głównym źródłem emisji amoniaku w Polsce, odpowiedzialnym za około 97% emisji krajowej w 2020 r. Dotychczas dominowały tu dwa źródła: odchody zwierząt gospodarskich (kat. 3B nawozy naturalne), odpowiadające za 45% 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 2030 r. Bez podjęcia dodatkowych działań w rolnictwie, wymagana redukcja emisji po 2030 roku nie zostanie osiągnięta.

Tabela 2.38. Projekcje emisji pyłu PM_{2.5}, według sektorów (kategorii NFR)

Sektor	Emisja pyłu PM _{2.5} [Gg]					
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
1. Energia	306,65	344,65	281,04	290,24	165,19	84,05
A. Spalanie paliw	304,58	342,73	279,11	288,74	163,76	82,87
1. Przemysły energetyczne	10,29	9,14	6,56	3,72	2,68	2,23
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	19,85	12,71	11,02	8,20	6,93	5,28
3. Transport	10,49	13,20	11,57	11,71	10,39	8,66

Sektor	Emisja pyłu PM2.5 [Gg]					
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe)	263,94	307,68	249,96	265,11	143,76	66,69
B. Emisja lotna z paliw	2,07	1,92	1,93	1,49	1,43	1,19
1. Paliwa stałe	1,99	1,82	1,81	1,38	1,33	1,09
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	0,08	0,10	0,11	0,11	0,11	0,10
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	8,58	8,70	9,04	8,54	9,43	9,54
A. Produkty mineralne	2,79	3,01	2,74	2,99	3,74	3,79
B. Przemysł chemiczny	1,62	1,58	2,20	2,32	2,41	2,57
C. Produkcja metali	1,17	1,04	1,44	1,09	1,28	1,27
D. Stosowanie rozpuszczalników i innych produktów	0,49	0,66	0,62	0,64	0,64	0,64
G. - L. Inne	2,52	2,41	2,05	1,49	1,36	1,27
3. Rolnictwo	3,10	2,77	2,95	3,30	3,19	3,29
B. Nawozy naturalne	2,22	2,07	2,16	2,56	2,51	2,61
D. Gleby rolne	0,73	0,65	0,65	0,66	0,66	0,66
F. Spalanie resztek roślinnych	0,16	0,04	0,14	0,08	0,02	0,02
5. Odpady	3,75	3,97	4,21	4,52	4,64	4,68
A. Składowanie odpadów stałych	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
C. Spopielanie i otwarte spalanie odpadów	1,06	1,17	1,31	1,51	1,42	1,47
E. Inne	2,69	2,80	2,90	3,01	3,21	3,21
OGÓŁEM	322,08	360,09	297,24	306,59	182,45	101,56

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Zgodnie z dyrektywą NEC w latach 2020-2029 Polska powinna zredukować emisję pyłu PM2.5 o minimum 16%, zaś od roku 2030 – o minimum 58% w stosunku do roku 2005. Redukcja tego zanieczyszczenia w odniesieniu do 2005 roku nie osiągnięta w latach 2020-2021 wymaganego poziomu i wyniosła w 2020 roku 4,8%, a w 2021 roku 7,7%. W latach prognozy redukcja emisji PM2.5 w scenariuszu WEM znacznie rośnie i osiąga wartości 43,4% w 2025 roku, 68,5% w 2030 r. (Tabela 2.39), zatem cele redukcyjne dla tego zanieczyszczenia określone w dyrektywie NEC są spełnione we wszystkich latach prognozy.

Głównym źródłem emisji PM2.5 jest spalanie paliw w małych źródłach (kat. 1A4), z której w 2020 roku 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 nowoczesnych i niskoemisyjnych.

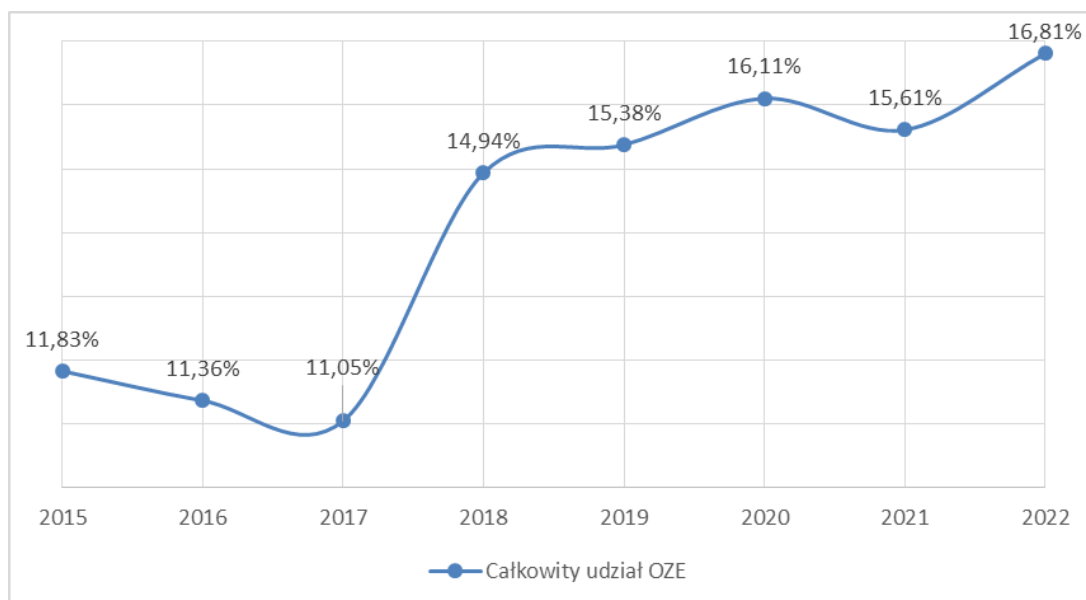
Tabela 2.39. Prognozowana redukcja emisji zanieczyszczeń powietrza w latach 2025-2030 w stosunku do celów określonych w dyrektywie NEC

Zanieczyszczenie	Cele NECD - minimalna wymagana redukcja w stosunku do emisji z 2005		Emisje WEM		
	2020-2029	od 2030	2020	2025	2030
NO _x	30%	39%	-32,7%	-40,9%	-51,7%
SO ₂	59%	70%	-65,9%	-77,3%	-85,3%

Zanieczyszczenie	Cele NECD - minimalna wymagana redukcja w stosunku do emisji z 2005		Emisje WEM		
	2020-2029	od 2030	2020	2025	2030
NMLZO	25%	26%	-8,3%	-26,1%	-36,5%
NH ₃	1%	17%	-3,9%	-13,4%	-11,2%
PM _{2,5}	16%	58%	-4,8%	-43,4%	-68,5%

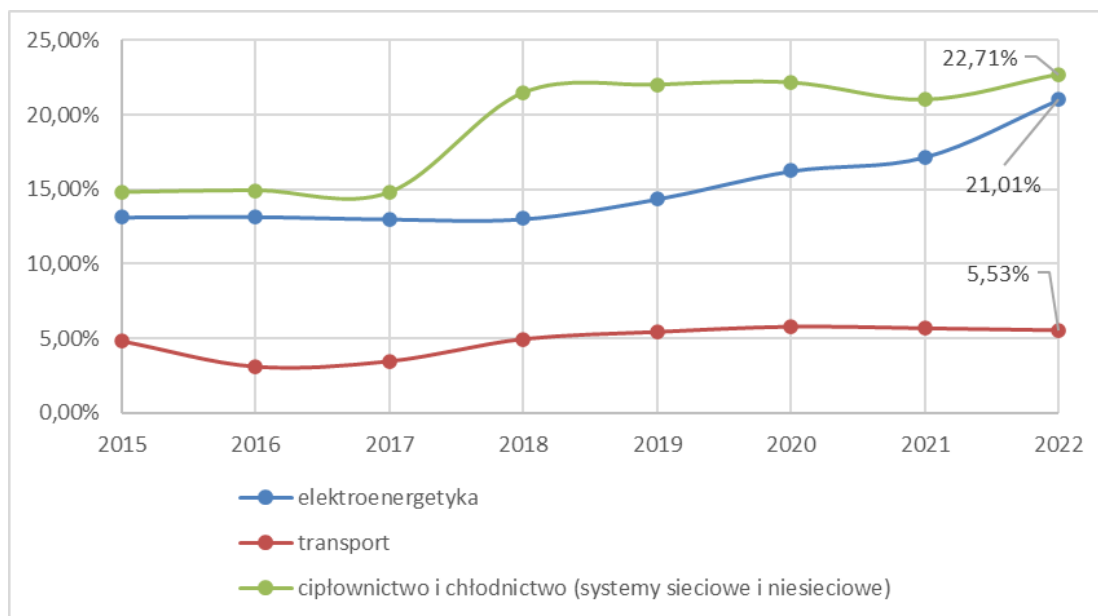
2.2. Energia ze źródeł odnawialnych

W roku 2022 udział energii odnawialnej w ostatecznym zużyciu energii brutto osiągnął poziom 16.81% i był wyższy o 4.98 p.p. w porównaniu z rokiem 2015. Obserwowany jest wzrost udziału energii odnawialnej od roku 2017. Największy wzrost wystąpił na przełomie lat 2017-2018 i wyniósł 3.89 p.p. Całkowity wolumen energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii wyniósł 878 051.8 GWh w roku 2022, jej główną składową była energia wykorzystywana w sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa - stanowiła ponad 49% sumy. W 2020 r. udział OZE wyniósł 16,11%.



Rysunek 2.8. Udział OZE w ujęciu krajowym

Źródło: Eurostat Shares



Rysunek 2.9. Porównanie udziałów OZE w poszczególnych sektorach gospodarki

Źródło: Eurostat Shares

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

W sektorze elektroenergetyki największy udział produkcji z odnawialnych źródeł energii na przestrzeni lat 2015 – 2022 miał podsektor energetyki wiatrowej. W roku 2022 ilość wyprodukowanej energii w tym podsektorze wyniosła 18 934,5 GWh (co odpowiadało ponad 50% ogólnej produkcji energii elektrycznej przez źródła odnawialne). Od początku roku 2015 obserwuje się systematyczny wzrost produkcji energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznych (wzrost o ponad 14 500% porównując produkcję w roku 2022 z produkcją w 2015). Tak gwałtowny przyrost produkcji spowodowany jest głównie rozwojem prosumenckich instalacji fotowoltaicznych, co wynika z wprowadzenia w Polsce systemów wsparcia dla budowy instalacji prosumenckich (np. Program Mój Prąd) oraz coraz wyższych ceny energii elektrycznej. Pozostałe podsektory energetyki odnawialnej nie charakteryzują się tak dużą dynamiką zmian jak podsektor energetyki.

Udział odnawialnych źródeł energii w transporcie w roku 2022 wyniósł 5,53% - zwiększył się o 0,71 p.p. względem roku 2015. Na przestrzeni rozważanego okresu nie obserwowano znaczących zmian tej wartości. Największą część energii odnawialnej w transporcie stanowiły biopaliwa (12 669,2 GWh w roku 2022). Obserwuje się wzrost udziału tak zwanej zielonej energii 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 roku 2022 wyniósł 22,71% był o 7,92 p.p. wyższy niż w roku 2015. 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 może być spowodowane niższymi kosztami w zakupie i instalacji tego typu jednostek względem gruntowych pomp ciepła.

2.2.1. Prognozy rozwoju OZE przy istniejących politykach i środkach

Zaprezentowane w niniejszym podrozdziale trajektorie krajowego i sektorowego udziału OZE zakładają 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 ustawie¹⁹, a także morskich farm wiatrowych). W systemie aukcyjnym założono maksymalny 15-letni okres subsydiowania dla technologii, natomiast dla morskich elektrowni wiatrowych okres ten wynosi 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, Czyste powietrze, Ciepłe mieszkanie, ulga termomodernizacyjna czy ulga inwestycyjna dla gospodarstw rolnych.

Obliczenia oparto na danych prezentowanych w formularzach Eurostat SHARES²⁰, 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 REDIII²¹.

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 rozdziałach poniżej. W przypadku elektrowni wodnych oraz wiatrowych, zaprezentowane poniżej wartości dotyczące prognozowanej produkcji są wielkościami znormalizowanymi zgodnie z metodyką rekomendowaną przez Eurostat. W przypadku elektrowni wodnych normalizacja polega na korekcy 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.

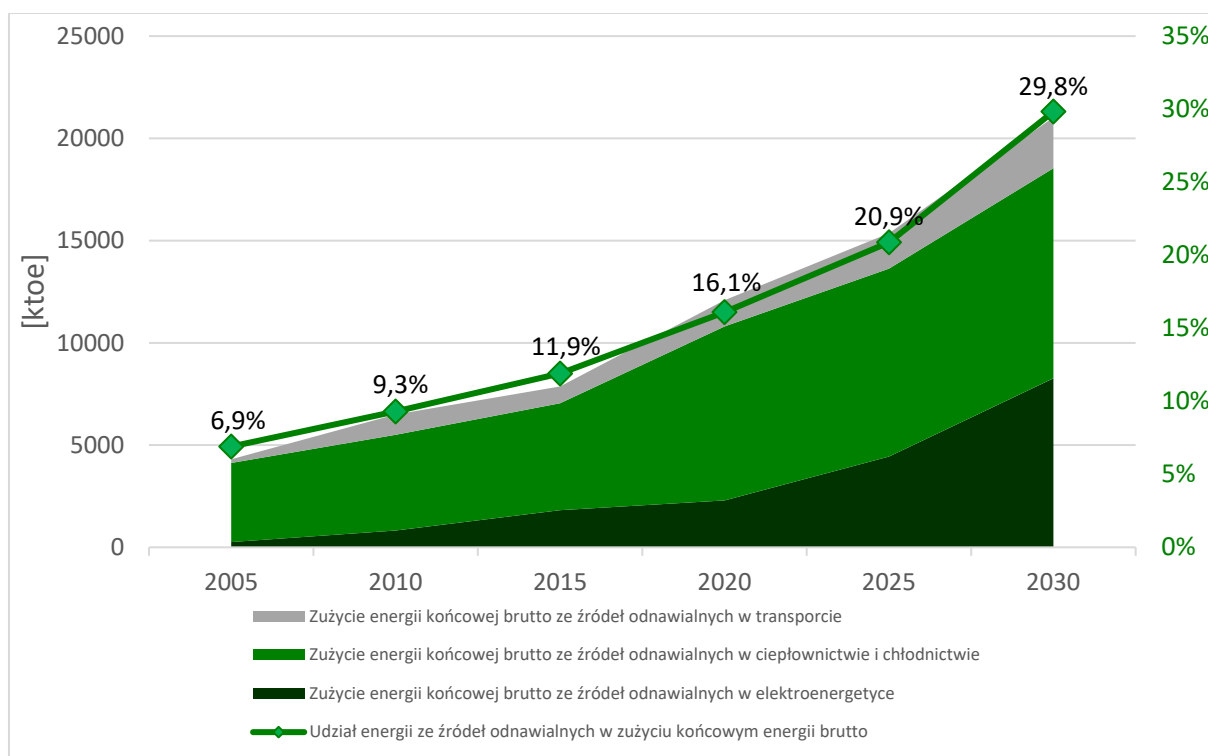
W tabelach poniżej zaprezentowano krajowe i sektorowe prognozy udziału OZE wynikające z opisanych powyżej założeń.

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 udziału OZE w finalnym zużyciu energii finalnej brutto w 2030 r. do niemal 30%**. Udział OZE wzrasta dynamicznie we wszystkich sektorach - elektroenergetycznym, ciepłowniczym i transportowym.

¹⁹ Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2017 r. poz. 1148 i 1213, z późn. zm.)

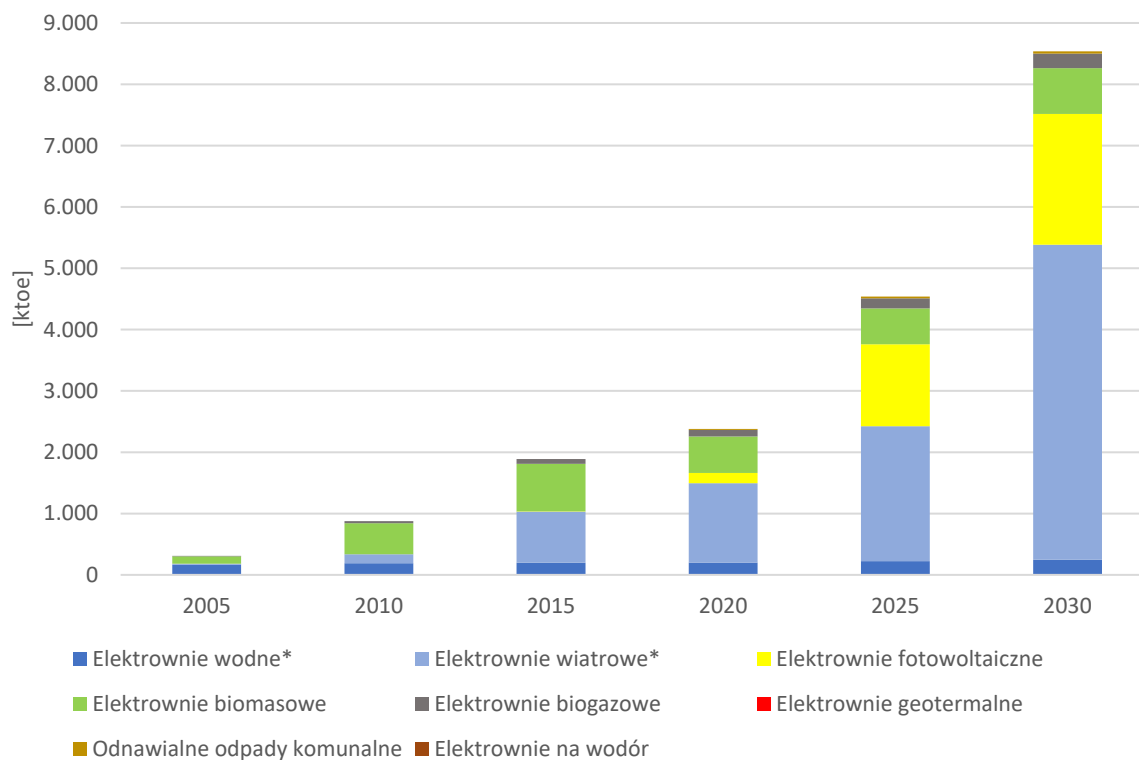
²⁰ European Commission. SHARES Tool Manual. Version 2022.181023

²¹ 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



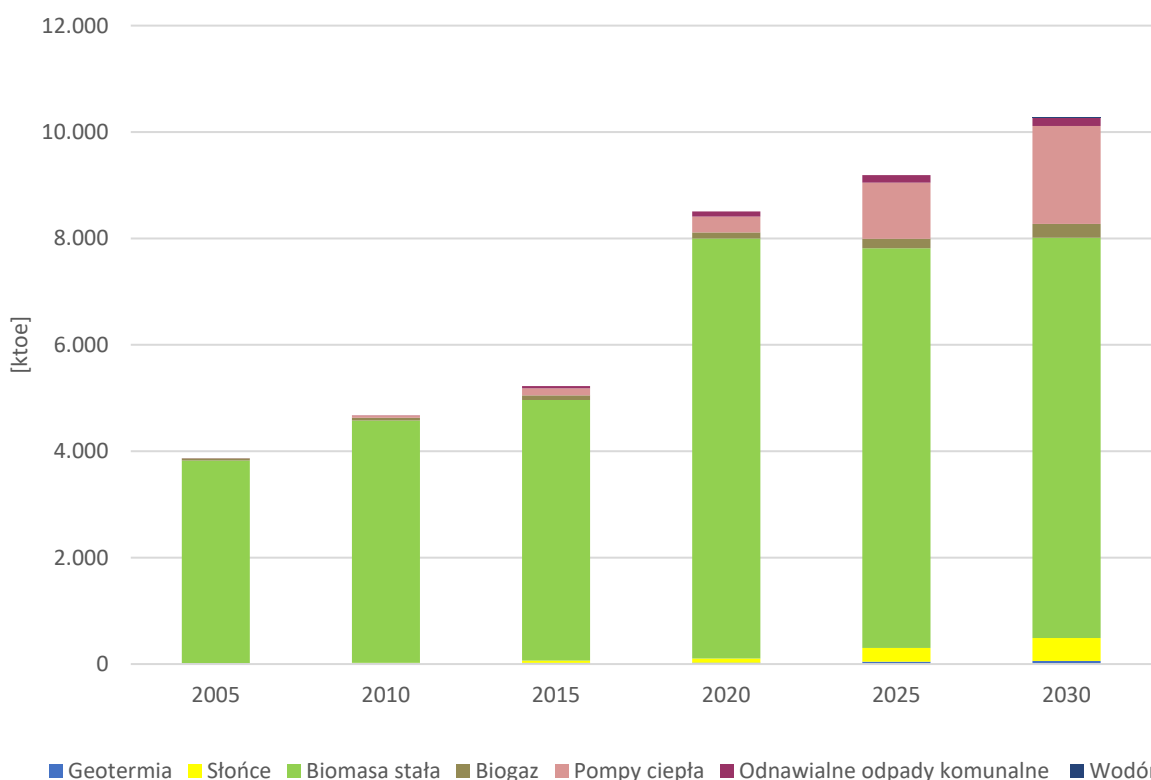
Rysunek 2.10. Udział OZE w finalnym zapotrzebowaniu brutto oraz w poszczególnych sektorach gospodarki

W sektorze elektroenergetycznym, w okresie 2020-2030, rośnie z poziomu 16,2% do 50% w 2030 r. Głównym motorem wzrostu udziału OZE w produkcji energii elektrycznej w kraju są technologie wiatrowe i słoneczne. (Rysunek 2.11).



Rysunek 2.11. Produkcja energii elektrycznej z OZE w podziale na technologie - sektor elektroenergetyczny [ktoe]

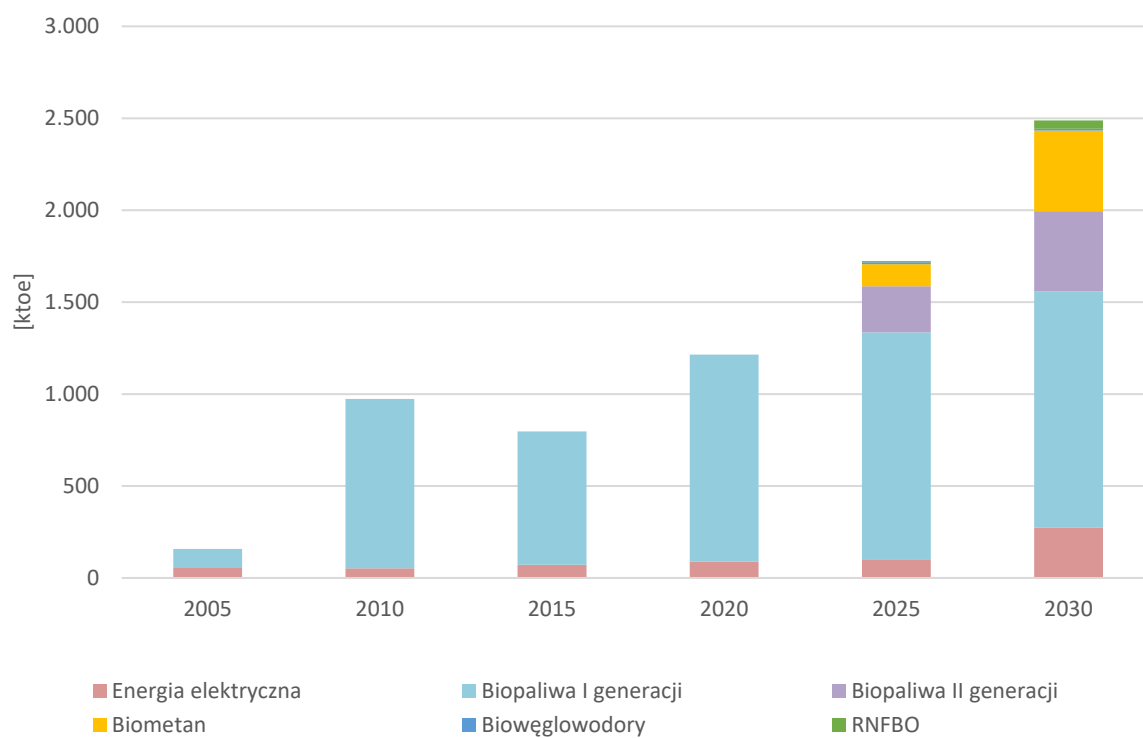
W sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa, gdzie występuje stosunkowo duży potencjał, udział OZE rośnie z **22,1% w 2020 r. do 32,1% w 2030 r.** (Rysunek 2.12), ale osiągnięcie wskazanych w analizie wartości będzie wymagało skierowania znacznie większego niż do tej pory strumienia środków na transformację. 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). Sytuacja finansowa większości spółek ciepłowniczych nie pozwala na prowadzenie inwestycji w zakresie, który pozwalałby na przyspieszenie transformacji. Zgodnie z zaprezentowaną ścieżką, udział OZE rośnie w tempie wynikającym z zapisów Dyrektywy REDIII tzn. 0,8 pkt. proc. w latach 2021-2025 i 1,1, pkt. proc. w latach 2026-2030.



Rysunek 2.12. 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. Realizacja przedstawionego w analizie planu, wymagać będzie więc wdrożenia dodatkowych polityk i środków.

Wyniki analiz w zakresie **trajektorii wzrostu udziału OZE w transporcie wskazują na jego wzrost z poziomu 6,6% w 2020 r. do 17,7% w 2030 r.** W kolejnych podokresach prognozy wzrasta on w tempie geometrycznym w miarę postępu w elektryfikacji transportu, napędzanej głównie spadkiem kosztów pojazdów elektrycznych (w tym napędzanych wodorem).



Rysunek 2.13. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - sektor transportu [ktoe]

Tabela 2.40. Sektorowe i całkowite zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	
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	73 076	69 573
	Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych (numerator RES-OS)	4 229	6 421	7 767	11 926	15 257	20 754
	Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w elektroenergetyce	257	824	1 818	2 292	4 441	8 264
	Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w ciepłownictwie i chłodnictwie	3 868	4 677	5 224	8 507	9 191	10 274
	Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w transporcie	178	993	824	1 291	1 723	2 489
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%	20,9%	29,8%
	Udział energii z OZE w elektroenergetyce	2,5%	6,5%	13,4%	16,2%	28,6%	50,1%
	Udział energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie	10,2%	11,8%	14,8%	22,1%	27,0%	32,1%
	Udział energii z OZE w transporcie (z multiplikatorami)	1,7%	6,6%	5,7%	6,6%	9,5%	17,7%

Źródło: Opracowanie własne ARE SA, Eurostat SHARES

Tabela 2.41. Sektor elektroenergetyczny

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	
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	15 892	17 025
	Elektrownie wodne*	164	189	198	200	223	248
	Elektrownie wiatrowe*	17	146	833	1 294	2 201	5 135
	Elektrownie fotowoltaiczne	0	0	5	168	1 335	2 134
	Elektrownie biomasowe	120	508	776	596	586	746
	Elektrownie biogazowe	10	34	78	106	163	237
	Elektrownie geotermalne	0	0	0	0	0	0
	Elektrownie na wodór	0	0	0	0	0	0
	Odnawialne odpady komunalne	0	0	0	16	30	36
Udział poszczególnych rodzajów technologii w zużyciu energii z OZE w elektroenergetyce	Elektrownie wodne	63,8%	22,9%	10,9%	8,7%	5,0%	3,0%
	Elektrownie wiatrowe	6,6%	17,7%	45,8%	56,5%	49,6%	62,1%
	Elektrownie fotowoltaiczne	0,0%	0,0%	0,3%	7,3%	30,1%	25,8%
	Elektrownie biomasowe	46,7%	61,7%	42,7%	26,0%	13,2%	9,0%
	Elektrownie biogazowe	3,9%	4,1%	4,3%	4,6%	3,7%	2,9%
	Elektrownie geotermalne	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Elektrownie na wodór	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Odnawialne odpady komunalne	0,0%	0,0%	0,0%	0,7%	0,7%	0,4%

Źródło: Opracowanie własne ARE SA, Eurostat SHARES

Tabela 2.42. Sektor ciepłownictwa i chłodnictwa

		2005	2010	2015	2020	2025	2030
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	34 072	32 010
	Geotermia	11	13	22	26	45	59
	Słońce	0	10	45	80	259	430
	Biomasa stała	3 814	4 555	4 896	7 892	7 513	7 526
	Biogaz	41	51	88	114	177	258
	Pompy ciepła	0	45	133	298	1 056	1 840
	Wodór	0	0	0	0	0	4
	Odnawialne odpady komunalne	1	3	40	97	141	158
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%
	Słońce	0,0%	0,2%	0,9%	0,9%	2,8%	4,2%
	Biomasa stała	98,6%	97,4%	93,7%	92,8%	81,7%	73,3%
	Biogaz	1,1%	1,1%	1,7%	1,3%	1,9%	2,5%
	Pompy ciepła	0,0%	1,0%	2,5%	3,5%	11,5%	17,9%
	Wodór	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Odnawialne odpady komunalne	0,0%	0,1%	0,8%	1,1%	1,5%	1,5%

Źródło: Opracowanie własne ARE SA, Eurostat SHARES

Tabela 2.43. Sektor transportu

		2005	2010	2015	2020	2025	2030
Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - sektor transportu [ktoe]	Końcowe zużycie energii brutto w transporcie (denominator RES-T)	10 189	14 957	14 493	19 628	23 123	21 421
	Energia elektryczna	54	53	72	88	98	272
	Biopaliwa I generacji	104	921	725	1 127	1 238	1 287
	Biopaliwa II generacji	0	0	0	0	250	435
	Biometan	0	0	0	0	121	438
	Biowęglowodory	0	0	0	0	10	10
	RNFBO	0	0	0	0	6	45
	Paliwa węglowe z recydingu	0	0	0	0	0	0
	Zużycie energii elektrycznej na cele transportu drogowego zakwalifikowane do OZE	0	0	1	2	16	95
	Zużycie energii elektrycznej na cele transportu kolejowego zakwalifikowane do OZE	48	47	65	80	78	170
	Zużycie energii elektrycznej w transporcie rurociągowym zakwalifikowane do OZE	6	6	7	6	4	8

Udział poszczególnych rodzajów technologii w zużyciu energii z OZE w transporcie	Energia elektryczna	30,6%	5,4%	8,7%	6,8%	5,7%	10,9%
	Biopaliwa	58,5%	92,7%	88,0%	87,4%	86,4%	69,2%
	Udział energii elektrycznej na cele transportu drogowego	0,5%	0,7%	0,7%	2,3%	15,9%	34,9%
	Udział energii elektrycznej na cele transportu kolejowego	89,0%	88,8%	90,1%	91,1%	79,6%	62,3%
	Udział energii elektrycznej na cele innych rodzajów transportu	10,5%	10,5%	9,2%	6,5%	4,5%	2,8%
	Całkowite zużycie energii elektrycznej w transporcie [ktoe]	343,0	287,0	267,2	273	404	655
	Rzeczywiste zużycie energii elektrycznej na cele transportu drogowego [ktoe]	1,8	2,0	1,9	6	64	228
	Rzeczywiste zużycie energii elektrycznej na cele transportu kolejowego [ktoe]	305,2	254,9	240,6	249	321	408
	Rzeczywiste zużycie energii elektrycznej w transporcie rurociągowym [ktoe]	36,0	30,2	24,7	18	18	18

Źródło: Opracowanie własne ARE SA, Eurostat SHARES

2.2.2. Prognozy rozwoju OZE w budynkach i w przemyśle przy istniejących politykach i środkach

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

Zgodnie z zapisami znowelizowanej ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 29 października 2021 r., przyjętej przez Sejm w dniu 2 grudnia 2021 r. 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 (polegających głównie na częściowym pokryciu kosztów inwestycyjnych, możliwości korzystania z pożyczek udzielanych na preferencyjnych warunkach oraz wartościowego rozliczania nadwyżek energii wyprodukowanych przez prosumenta).

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 poniżej 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 URE²². 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.

Tabela 2.44. Wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w budynkach [GWh]

	Rok	Biogazownie	Fotowoltaika	Elektrownie wiatrowe	MEW
Produkcja brutto [GWh]	2015	0	9	0	0
	2020	1	1 527	0	0
	2025	8	9 897	0	0
	2030	13	14 036	1	0
Zużycie na własne potrzeby [GWh]	2015	0	5	0	0
	2020	0	893	0	0
	2025	6	5 790	0	0
	2030	10	8 211	0	0
Energia wprowadzona do sieci [GWh]	2015	0	4	0	0
	2020	0	634	0	0
	2025	2	4 107	0	0
	2030	3	5 825	1	0

* w rozumieniu art. 2 ust. 1 dyrektywy 2010/31/UE

²² „Zbiorcze informacje dotyczące wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub małej instalacji za 2016 r. (art. 17 ustawy OZE)” – Raport URE. Warszawa, kwiecień 2017.

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (STEAM-PL, MESSAGE-PL)

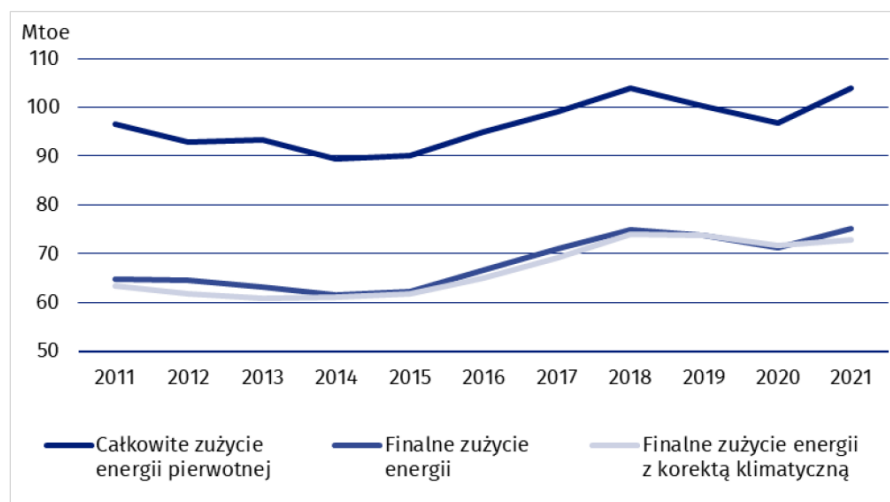
Tabela 2.45. Wytwarzanie ciepła z odnawialnych źródeł energii w budynkach [ktoe]

	Rok	Biogazownie	Kolektory słoneczne	Kotły na biomasę	Pompy ciepła	Geotermalne
Produkcja brutto [ktoe]	2015	0	45	2 281	133	0
	2020	0	80	2 098	298	0
	2025	4	259	2 088	1 056	0
	2030	6	430	2 048	1 840	0
Zużycie na własne potrzeby [ktoe]	2015	0	45	2 281	133	0
	2020	0	80	2 098	298	0
	2025	4	259	2 088	1 056	0
	2030	6	430	2 048	1 840	0
Energia wprowadzona do sieci [ktoe]	2015	0	0	0	0	0
	2020	0	0	0	0	0
	2025	0	0	0	0	0
	2030	0	0	0	0	0

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (STEAM-PL, MESSAGE-PL)

3. 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 2.14. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem w latach 2011-2021²³

²³ Efektywność wykorzystania energii w latach 2011-2021⁹. Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, 15.06.2023 r.

W 2021 r., w odniesieniu do 2011 roku, 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 Mtoe.

3.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej

W tabeli poniżej przedstawiono historyczne i prognozowane zużycie energii pierwotnej i finalnej w kraju. Z uzyskanych danych, wynika umiarkowany spadek zapotrzebowania na energię pierwotną w kraju w latach 2020-2030 z poziomu 103,3 Mtoe do 95,4 Mtoe. Finalne zużycie energii spada w rozpatrywanym okresie z poziomu 77,1 Mtoe do 72,2 Mtoe w 2030 r. Głębsza redukcja zużycia energii w kraju w perspektywie najbliższych 7 lat wydaje się niezwykle trudna lub wręcz 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 nierozdzielnie związany ze wzrostem potrzeb energetycznych, tym bardziej że średnie zużycie energii w Polsce (per capita) jest znacznie niższe od większości rozwiniętych krajów Europy Zachodniej. Wdrożone środki z zakresu poprawy efektywności energetycznej tylko do pewnego stopnia są w stanie zredukować zużycie energii. Z powyższego względu niezbędne są dalsze działania proefektywnościowe.

Tabela 2.46. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Zużycie energii pierwotnej*	92 905	101 819	96 061	103 280	101 355	95 433
Zużycie energii pierwotnej	92 582	101 604	95 868	102 979	100 967	94 993
Zużycie energii pierwotnej (Europa 2020-2030)	87 974	96 590	90 075	96 859	94 440	87 764
Finalne zużycie energii*	61 700	70 380	65 169	77 134	75 642	72 234
Finalne zużycie energii	57 473	65 250	60 863	70 257	70 171	66 845
Finalne zużycie energii (Europa 2020-2021)	58 487	66 283	62 299	71 145	70 820	66 831

*ze zużyciem nieenergetycznym

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (STEAM-PL, MESSAGE-PL), EUROSTAT

3.1.1. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory

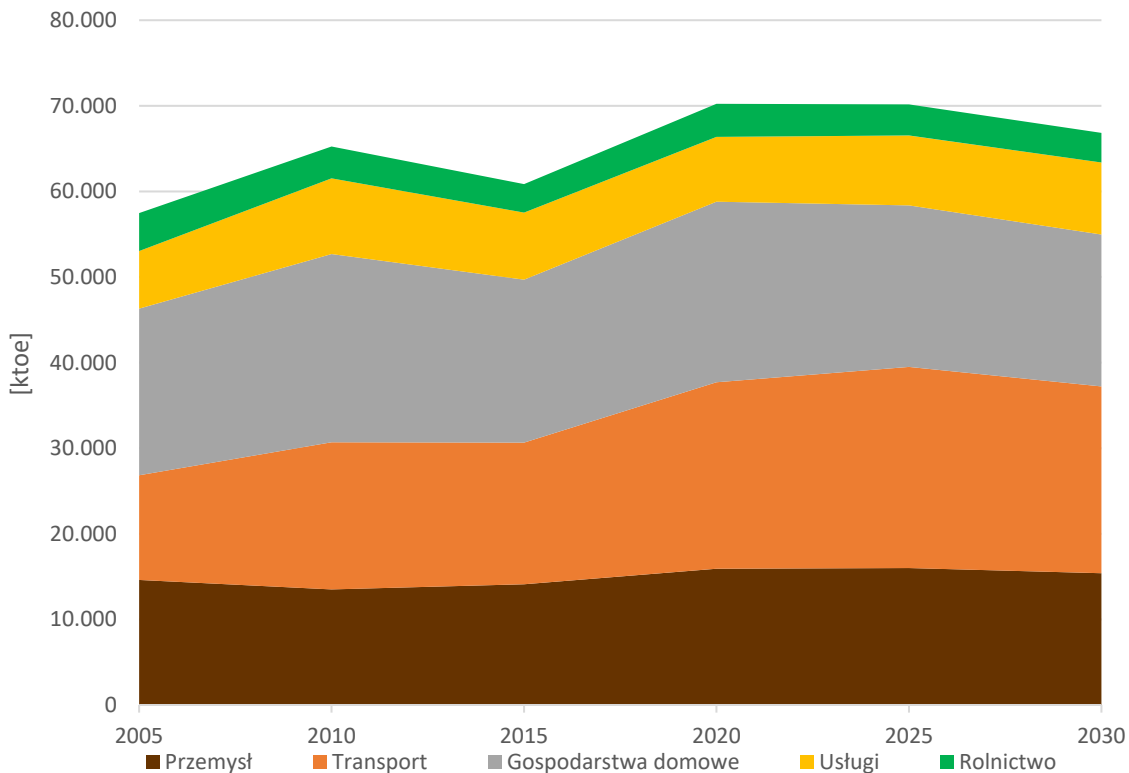
Ścieżki zmian zapotrzebowania finalnego na energię ogółem i w podziale na sektory zaprezentowano w tabeli (Tabela 2.47) oraz na rysunku (Rysunek 2.16). Zgodnie z wynikami prognoz, zużycie finalne energii (bez zużycia nieenergetycznego) spada w latach 2020-2030 z poziomu 70,2 Mtoe do 66,8 Mtoe. Na koniec prognozy osiąga wartość 56,8 Mtoe. Przedstawiona trajektoria zakłada spadek zużycia finalnego

w latach 2020-2030 we wszystkich sektorach gospodarki krajowej. Z dzisiejszej perspektywy, najtrudniej będzie osiągnąć jakiegokolwiek redukcje zużycia energii w ciągu najbliższych siedmiu lat w sektorze transportu. Jest to sektor, który ciągle się rozwija, w ślad za wzrostem gospodarczym. W późniejszym okresie, wraz z rozwojem nowych technologii transportowych oraz popularyzacji transportu zbiorowego jest szansa na znaczne obniżenie energochłonności transportu, ale jest to uzależnione od tempa wzrostu zamożności społeczeństwa.

Tabela 2.47. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory (bez zużycia nieenergetycznego) [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Przemysł	14 616	13 498	14 097	15 921	16 002	15 391
Transport	12 223	17 187	16 561	21 779	23 494	21 831
w tym: pasażerski	b.d.	b.d.	8 985	11 002	12 242	10 879
towarowy	b.d.	b.d.	7 496	10 695	11 168	10 865
pojazdy spec.	b.d.	b.d.	79	82	84	86
Gospodarstwa domowe	19 467	22 002	19 032	21 101	18 864	17 750
Usługi	6 730	8 833	7 842	7 565	8 170	8 401
Rolnictwo	4 438	3 730	3 330	3 869	3 640	3 473
RAZEM	57 473	65 250	60 863	70 235	70 171	66 845

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (STEAM-PL), EUROSTAT



Rysunek 2.15. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory (bez zużycia nieenergetycznego)

3.1.2. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa

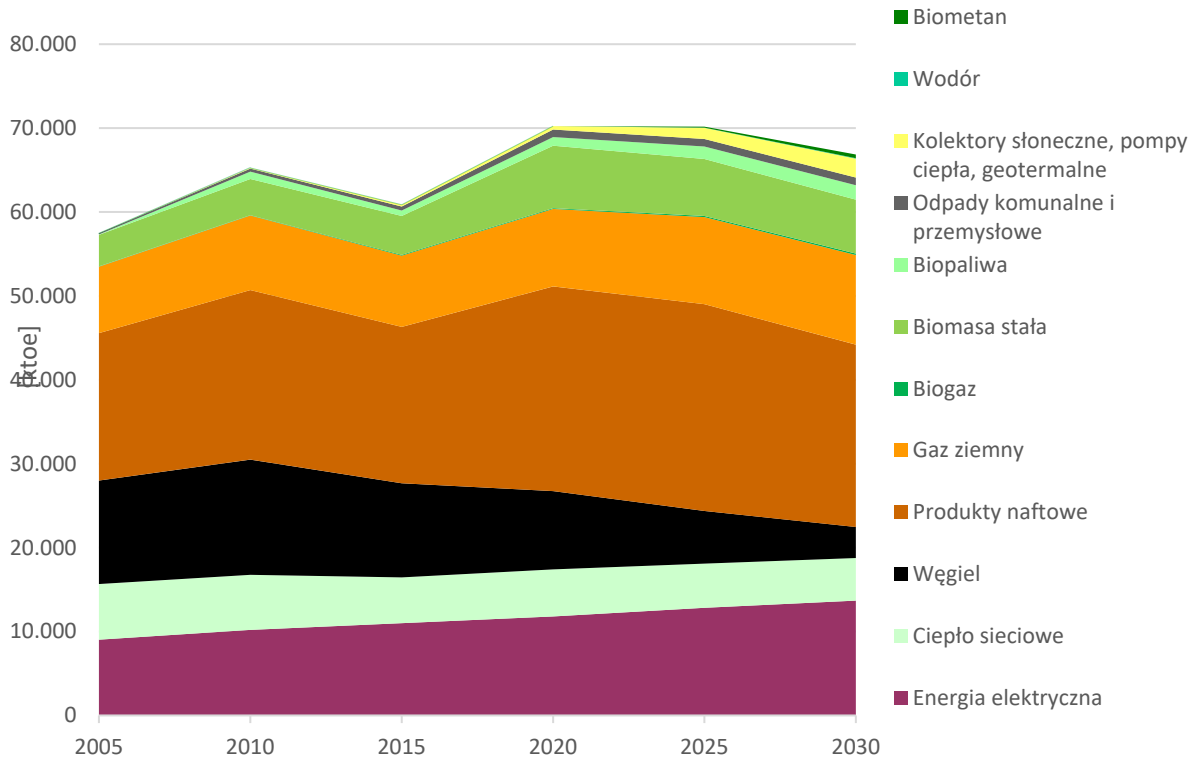
W finalnym zużyciu energii następują stopniowe zmiany w strukturze paliwowej (Tabela 2.48; Rysunek 2.17). Znacząco spada zużycie węgla (jego udział spada z 14% w 2020 r. do 6% w 2030 r.), natomiast rośnie stopniowo zużycie energii elektrycznej oraz energii z odnawialnych źródeł energii. Rola gazu

ziemnego rośnie tylko do 2030 r. W oparciu o przyjęte założenia przewidywany jest również stopniowy, aczkolwiek nieznaczny 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 (poza elektroenergetyką i ciepłownictwem systemowym) związany jest głównie z postępującym powolą, ale stopniowo procesem unowocześniania zakładów produkcyjnych (w sektorze przemysłu), częściowo na skutek funkcjonowania 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 2.48. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Energia elektryczna	9 028	10 206	10 990	11 806	12 821	13 687
Ciepło sieciowe	6 634	6 547	5 462	5 603	5 272	5 085
Węgiel	12 340	13 733	11 218	9 335	6 275	3 684
Produkty naftowe	17 563	20 213	18 647	24 384	24 653	21 743
Gaz ziemny	7 917	8 884	8 490	9 236	10 373	10 679
Biogaz	40	48	78	92	131	165
Biomasa stała	3 755	4 306	4 639	7 447	6 786	6 422
Biopaliwa	47	867	653	1 040	1 498	1 733
Odpady komunalne i przemysłowe	136	378	486	889	894	915
Kolektory słoneczne, pompy ciepła, geotermalne	12	69	200	404	1 341	2 246
Wodór	0	0	0	0	6	49
Biometan	0	0	0	0	121	438
RAZEM	57 473	65 250	60 863	70 235	70 171	66 845

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (STEAM-PL), EUROSTAT



Rysunek 2.16. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki

3.1.3. 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 2.49. Zużycie nieenergetyczne w podziale na paliwa [ktOE]

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

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (STEAM-PL), EUROSTAT

3.1.4. Intensywność zużycia energii pierwotnej

W tabeli (Tabela 2.50) 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 zmniejszyła się w Polsce w ciągu ostatnich kilkunastu lat ponad dwa razy szybciej niż w średnio w krajach UE (w stosunku do 2005 r. obniżyła się o ok. 33%). Obliczona dla 2020 r. energochłonność pierwotna PKB wynosząca 217 [toe/mlnEUR'2020] nadal jest prawie dwukrotnie wyższa od średniej unijnej. Stąd wniosek, że nadal występuje pewien dość znaczący potencjał do dalszej poprawy efektywności, ale istnieją bardzo ograniczone możliwości jego 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 o 15% od średniej unijnej.

Tabela 2.50. Wskaźniki intensywności zużycia energii pierwotnej względem PKB [toe/mln EUR'2020]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
toe/mln EUR'2020	324	281	229	217	181	151
toe/mln PLN'2020	81	70	55	49	41	34

Źródło: Opracowanie własne ARE SA

W tabeli 4.48 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 2,52 do 2030 r.

Tabela 2.51. Wskaźniki intensywności zużycia energii pierwotnej względem PKB [toe/Ma]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Ogółem kraj	2,44	2,67	2,53	2,72	2,67	2,52

Źródło: Opracowanie własne ARE SA

3.1.5. Intensywność zużycia energii finalnej

W tabeli (Tabela 2.52) 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 2.52. Wskaźniki intensywności zużycia energii finalnej w podziale na sektory [toe/mln EUR'2020]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Ogółem kraj	215	195	155	162	135	114
Przemysł	260	179	157	153	127	109
Transport	749	1029	780	1066	851	684
w tym: pasażerski	b.d	b.d	420	535	441	339
towarowy	b.d	b.d	351	520	402	339
Usługi	44	46	36	30	28	26
Rolnictwo	477	402	386	432	385	349
Gospodarstwa domowe [toe/gosp.dom.]	1524	1633	1363	1405	1202	1103

Źródło: Opracowanie własne ARE SA

3.1.6. Wsad paliwowy w wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej

W tabeli (Tabela 2.53) zilustrowano projekcje zużycia paliw na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Zaprezentowane wielkości zużycia dla okresu 2020-2030 są pochodną wyznaczonej w dedykowanym modelu (MESSAGE-PL), optymalnej struktury mocy i produkcji energii elektrycznej i ciepła w kraju. Kluczowym wnioskiem wypływającym 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). Z uwagi na funkcjonowanie rynku mocy, istotny spadek zużycia węgla następuje dopiero po 2028 r. Założone w modelu prognostycznym zgodnie z rekomendacjami KE ceny uprawnień do emisji CO₂ (patrz pkt. 4.9.1) 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 2.53. Wsad paliwowy na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej [ktoe]

		2005	2010	2015	2020	2025	2030
Elektrownie	Węgiel	2 265	1 118	507	776	0	0
	Produkty naftowe	10	4	1	11	5	4
	Gaz	1	0	0	0	1 254	2 031
	OZE, odpady	6	61	441	342	577	882

		2005	2010	2015	2020	2025	2030
Elektrociepłownie	Węgiel	34 392	33 935	32 375	25 695	23 655	16 290
	Produkty naftowe	555	563	407	364	763	723
	Gaz	1 182	1 093	1 347	2 959	2 431	3 225
	OZE, odpady	435	1 547	2 021	1 981	2 154	2 629
	Paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0
Ciepłownie	Energia elektr.	0	0	0	0	31	59
	Węgiel	3 063	3 360	2 403	2 341	1 740	1 092
	Produkty naftowe	52	36	16	20	35	28
	Gaz	295	277	209	217	309	261
	OZE, odpady	40	47	42	129	310	622

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (MESSAGE-PL)

3.1.7. 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 2.54) 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 2.54. Wsad paliwowy w pozostałe procesy konwersji [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Ropa naftowa	18 432	23 188	26 537	26 145	24 686	23 128
Węgiel	9 519	10 559	11 063	8 773	9 233	9 179
Produkty naftowe	1 085	1 703	1 906	2 697	1 579	1 476
Gaz	204	308	638	558	455	401
OZE, odpady	0	0	0	0	0	5

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (STEAM-PL)

3.1.8. Udział wytwarzania skojarzonego w produkcji energii elektrycznej i ciepła

Rozwój wysokosprawnej kogeneracji w Polsce jest priorytetowym elementem obowiązującej Polityki energetycznej z lutego 2021 r. 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%²⁴ ciepła użytkowego pochodzi z kogeneracji, natomiast pozostała część ciepła produkowana jest w kotłach wodnych (ciepłownie i kotły ciepłownicze energetyki zawodowej). Polska ma 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 termicznego przekształcania odpadów, 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 2.55) wskazują na nieznaczny wzrost udziału energii elektrycznej produkowanej w wysokosprawnej kogeneracji z 65% w 2020 r. do 66% w 2030 r. Przy określonych w pracy założeniach, wiodącą technologią 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 2.55. Procentowy udział wytwarzania skojarzonego w produkcji energii elektrycznej i ciepła

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Udział skojarzenia	16,8%	17,6%	16,2%	20,5%	17,0%	17,8%
Wysokosprawna kogeneracja	63,9%	61,2%	65,1%	64,7%	62,5%	65,7%

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (MESSAGE-PL)

3.1.9. Produkcja energii cieplnej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach

Zgodnie z metodyką stosowaną w 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 elektrowni produkujących ciepło do grupy elektrociepłowni (niemniej ich wkład w produkcję ciepła jest praktycznie zerowy). Prognozy produkcji ciepła z elektrociepłowni są wynikiem optymalizacji kosztowej przeprowadzonej w modelu MESSAGE-PL.

Tabela 2.56. Produkcja energii cieplnej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach [TJ]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Elektrownie i elektrociepłownie	219 883	205 851	185 618	186 389	170 405	172 888
w tym przemysłowego ciepła odpadowego	214	82	271	788	1 261	1 577
Ciepłownie	116 508	129 980	95 274	99 553	98 939	87 603

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (MESSAGE-PL)

²⁴ „Gospodarka paliwowo-energetyczna” - GUS, Warszawa 2021

3.1.10. 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, która może być faktycznie wykorzystana przy bieżącym poziomie techniki i technologii
- potencjał ekonomiczny = część potencjału technicznego, której 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 technik²⁵.

Obecne całkowite roczne zapotrzebowanie Polski na ciepło użytkowe (całkowity potencjał kogeneracji) jest oceniane na 940-1040 PJ (wahania pogody 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 ciepło pozyskiwane przez te sektory z sieci ciepłowniczych
- 800 PJ jest pokrywane w źródłach indywidualnych i elektrociepłowniach i ciepłowniach przemysłowych, produkujących energię ciepłą 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, sięgające 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 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 ($1 \text{ MW} \leq \text{moc} < 20 \text{ MW}$)

²⁵ „Analiza krajowego potencjału ciepłownictwa i chłodnictwa. Aktualizacja na rok 2017”, Politechnika Warszawska, Warszawa 2017.

- turbina gazowa o mocy elektrycznej 5 MW
- blok parowy o mocy elektrycznej 5 MW
- silnik gazowy o moc elektrycznej 5 MW
- technologie mikrogeneracyjne (moc < 1 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 ($NPV > 0$) 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 nieuzyskania 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 dwutlenku węgla o 25 mln ton.

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

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

Obok ciepła pochodzącego z kogeneracji jako perspektywnie 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 sektora²⁶.

²⁶ Ibidem

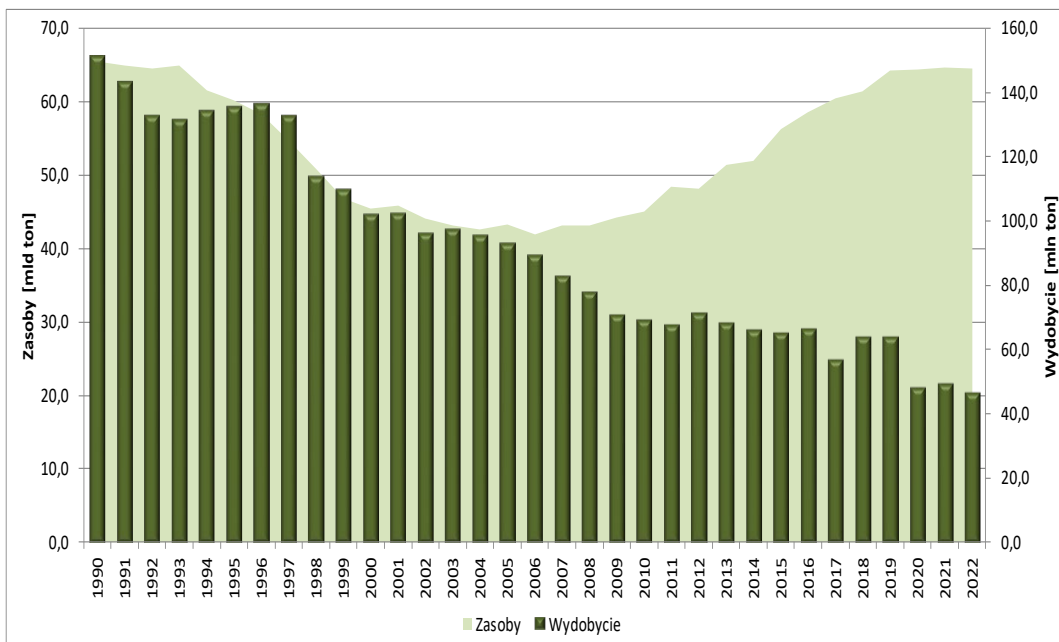
4. Wymiar „bezpieczeństwo energetyczne”

4.1. Krajowe zasoby energetyczne

Węgiel kamienny

Według danych Państwowego Instytutu Geologicznego (PIG) udokumentowane zasoby bilansowe złóż węgla kamiennego na koniec 2022 r. wynosiły 64 615 mln t. 71% zasobów stanowiły węgle energetyczne, niecałe 28% stanowiły węgle koksujące, a inne typy węgla stanowiły zaledwie 1,2%. Zasoby złóż zagospodarowanych stanowiły 43% zasobów bilansowych (27 828 mln t). Zasoby przemysłowe złóż zagospodarowanych wyniosły 4 266 mln t. Wydobycie węgla kamiennego w 2022 wyniosło 46,5 mln t²⁷.

Pomimo spadającego od początku lat dziewięćdziesiątych wydobycia węgla kamiennego (Rysunek 2.21) nie przewiduje się występowania ograniczeń w dostawach tego surowca. Przy założeniu wydobycia na poziomie z 2022 r. zasoby przemysłowe wystarczą na co najmniej 40 lat. Na potrzeby niniejszej analizy przyjęto, że przyszłe zapotrzebowanie będzie pokrywane w możliwym zakresie węglem krajowym i uzupełniane importem. Węgiel kamienny ze względu na lokalizację zasobów na terenach wolnych od konfliktów zbrojnych i politycznych, wysoką skuteczność sieci logistycznej, możliwości udostępniania nowych złóż i dostępność wysokorozwiniętych technologii wydobycia, powinien pozostawać dostępny w długim okresie, a jego cena powinna być stabilna. Bieżące informacje o stanie zasobów węgla na świecie są optymistyczne i wskazują, że przy obecnym poziomie wydobycia węgla powinny wystarczyć na około 200 lat.



Rysunek 2.17. Zasoby i wydobycie węgla kamiennego w Polsce w latach 1990 - 2022

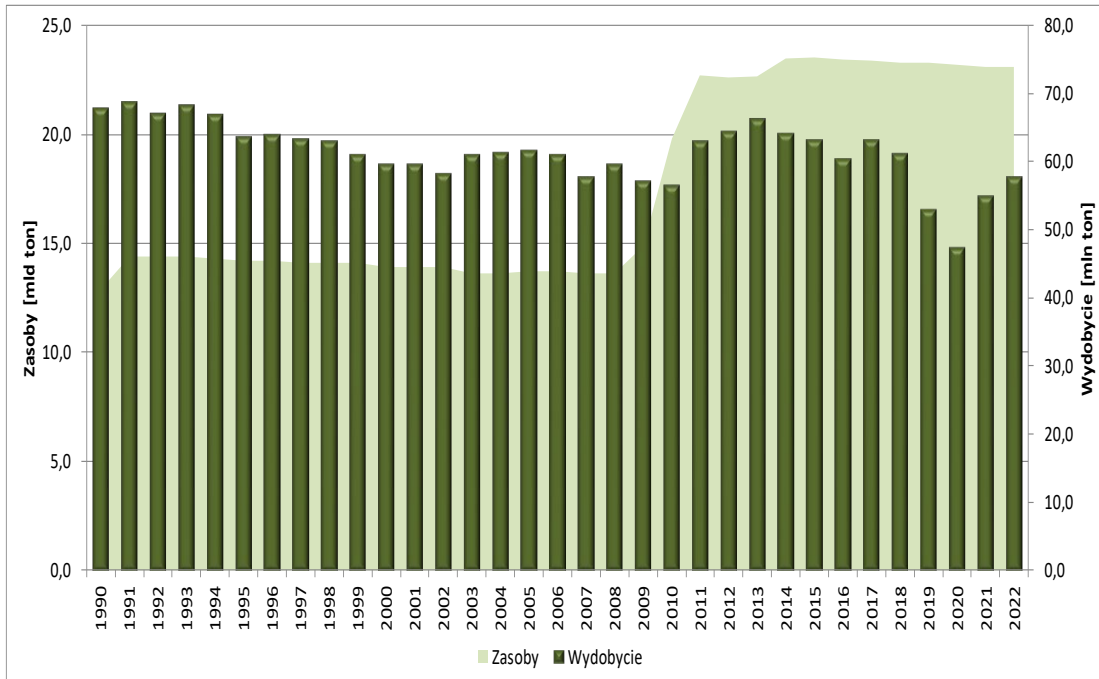
Źródło: Państwowy Instytut Górniczy - PIG

Węgiel brunatny

Wg stanu na 31.12.2022 r. geologiczne zasoby bilansowe węgla brunatnego wynosiły 23 084 mln t. Zasoby złóż zagospodarowanych stanowią obecnie 4,3% zasobów bilansowych i wynoszą 982 mln t.

²⁷ „Bilans zasobów złóż kopaliny w Polsce, wg stanu na 31.XII.2022 r.” - Państwowy Instytut Geologiczny. Warszawa, czerwiec 2023 r.

Zasoby przemysłowe węgla brunatnego wynoszą natomiast 819 mln t. Wydobycie w 2022 r. według danych podawanych przez PIG wyniosło 57,7 mln t (Rysunek 2.22).

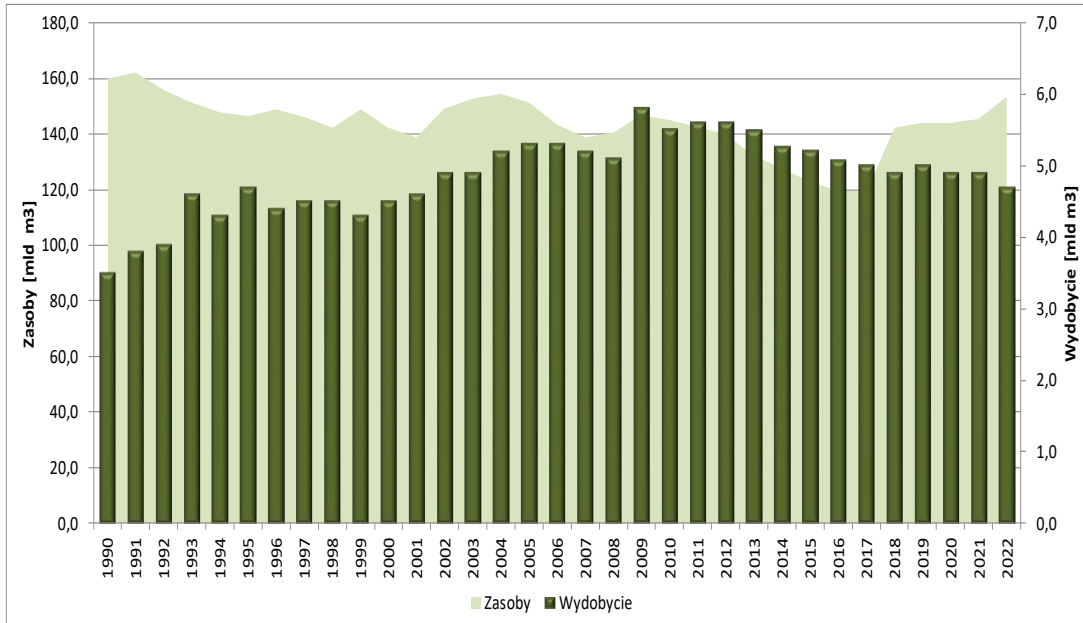


Rysunek 2.18. Zasoby i wydobycie węgla brunatnego w Polsce w latach 1990 - 2022

Źródło: PIG

Gaz ziemny

Zgodnie z danymi podanymi przez PIG, stan wydobywalnych zasobów bilansowych gazu ziemnego w 2022 r. wyniósł 153,5 mld m³ (Rysunek 2.23). Całkowite zasoby wydobywalne zagospodarowanych złóż gazu ziemnego wyniosły w analizowanym roku 104,8 mld m³, co stanowi 68% ogólnej ilości zasobów wydobywalnych. Zasoby przemysłowe złóż gazu ziemnego w 2022 r. kształtowały się na poziomie 78 mld m³. W 2022 r. wydobycie gazu ziemnego ze złóż o zasobach udokumentowanych wyniosło 4,7 mld m³.



Rysunek 2.19. Zasoby i wydobycie gazu ziemnego w Polsce w latach 1990 – 2022

Źródło: PIG

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 w Polsce ma największy potencjał techniczny ze wszystkich krajowych źródeł energii odnawialnej. Potencjał techniczny uwzględniający biomasę stałą leśną, z rolnictwa (uprawy energetyczne oraz odpady roślinne), przetwórstwa spożywczego oraz biogazu szacowany był na 900 PJ/rok w 2030 roku²⁸. Wykorzystanie biomasy w celach energetycznych należy jednak postrzegać w ujęciu lokalnym. Jednostki wytwórcze wykorzystujące biomasę powinny być zlokalizowane w pobliżu miejsca jej wytwarzania, tak by zminimalizować emisję CO₂ związaną z transportem biomasy²⁹.

W analizie założono, że dostawy tego surowca nie będą ograniczały rozwoju technologii opartych o paliwa biomasowe, aczkolwiek nie można całkowicie wykluczyć wystąpienia tego rodzaju sytuacji, ponieważ rozwój tego sektora w kraju warunkowany jest m.in. funkcjonowaniem systemów wsparcia oraz dostępnością ograniczaną koniecznością spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju.

Biogaz rolniczy

Zasoby krajowej odpadowej biomasy mokrej pochodzenia rolniczego możliwej do wykorzystania lokalnie do produkcji energii elektrycznej w biogazowniach rolniczych umożliwiają w perspektywie 2030 r. osiągnięcie poziomu produkcji na poziomie ok. 4,4 TWh. Zasoby krajowej biomasy mokrej pozwalają także

²⁸ „Ocena zasobów odnawialnych źródeł energii możliwych technicznie i ekonomicznie do wykorzystania w celu produkcji energii elektrycznej”. Raport dla Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej wykonany przez Badania Systemowe EnergySys sp. z o.o. Warszawa 2008

²⁹ Jagustyn B., Bątołek-Gieska N., Wilk B., Ocena właściwości biomasy wykorzystywanej do celów energetycznych, CHEMIK 2011, 65, 6, 557-563

na znaczący rozwój biogazowni rolniczych produkujących energię ciepłą w kogeneracji. Potencjał produkcji ciepła w perspektywie 2030 r. byłszacowany na 45 PJ.³⁰

Biogaz pozostały

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. W przypadku zastosowania biogazu pozostałego do produkcji ciepła w kogeneracji, przewiduje się potencjalne możliwości na poziomie 6,2 PJ w perspektywie 2030 r.³⁸

Biometan

Biometan to oczyszczony biogaz, który jest uzdatniony do jakości gazu ziemnego i może zostać zatłoczony do sieci gazowej. Szacowany całkowity potencjał produkcji biometanu w Polsce to ok. 8 mld m³/rok. Biometan może znaleźć zastosowanie w elektroenergetyce w instalacjach wykorzystujących obecnie gaz ziemny, w sektorze transportu - ze względu na zaliczenie zużycia biometanu do realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW), w przemyśle i ciepłownictwie zamiast gazu ziemnego oraz w produkcji zielonego wodoru.

Geotermia

Teoretyczne zasoby energii geotermalnej w Polsce są nieograniczone, jednakże stosunkowo niewiele jest w miejsc, w których jej zastosowanie ma sens ekonomiczny. Potencjał produkcji ciepła pochodzącego z instalacji innych niż pompy ciepła wykorzystujących ciepło skał głębokich oceniono z uwzględnieniem znaczących ograniczeń ekonomicznych w ich wykorzystaniu. Potencjały te określono w perspektywie 2030 r. na poziomie 45 PJ.

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. 30 PJ (8 TWh/rok) z czego obecnie wykorzystuje się ok. 25%.

Wiatr

Zgodnie z szacunkami firmy Ernst&Young, Polska posiada zasoby wiatrowe tworzące potencjał ekonomiczny zainstalowania nawet do ok. 30 GW mocy w farmach wiatrowych na lądzie do 2030 roku. W ocenie realnego potencjału należy jednak wziąć pod uwagę występowanie ograniczeń środowiskowych, infrastrukturalnych oraz regulacyjnych. Realny potencjał budowy farm wiatrowych na morzu, określony przez Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (PSEW) opiera się na możliwościach występujących przy polskich wybrzeżach Bałtyku oraz analizie tempa i perspektyw rozwoju tej technologii w innych krajach. Wg tych danych, do potencjał takich jednostek wynosi ok. 33 GW do 2050 r.³¹

Słońce

Na podstawie przeprowadzonych analiz odnośnie rozwoju dużych instalacji PV w innych krajach europejskich oraz obserwowanych trendów kosztowych, realny potencjał rozwoju tej technologii oceniono na 30-35 GW do 2030 r. Czynnikiem mocno ograniczającym rozwój tej technologii (jak i pozostałych technologii OZE) jest jednak stan infrastruktury sieciowej, który uniemożliwia przyłączanie

³⁰ „Opracowanie prognoz zapotrzebowania na energię końcową, rozwoju OZE i poprawy efektywności energetycznej na lata 2021-2030”- Ernst&Young. Warszawa, listopad 2017 r.

³¹ Potencjał energetyki wiatrowej na morzu. Kompleksowa analiza możliwości rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w polskich obszarach morskich. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, Warszawa 11/2022

wielu nowych źródeł. W nadchodzących latach przewiduje się skierowanie znacznych środków finansowych na usunięcie „wąskiego gardła” w postaci ograniczeń sieciowych.

4.2. Krajowy koszyk energetyczny 2005-2020

W latach 2005-2020 krajowa produkcja energii pierwotnej uległa obniżeniu o ok. 26%. 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 tych latach. 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 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 na poziomie 63-68%.

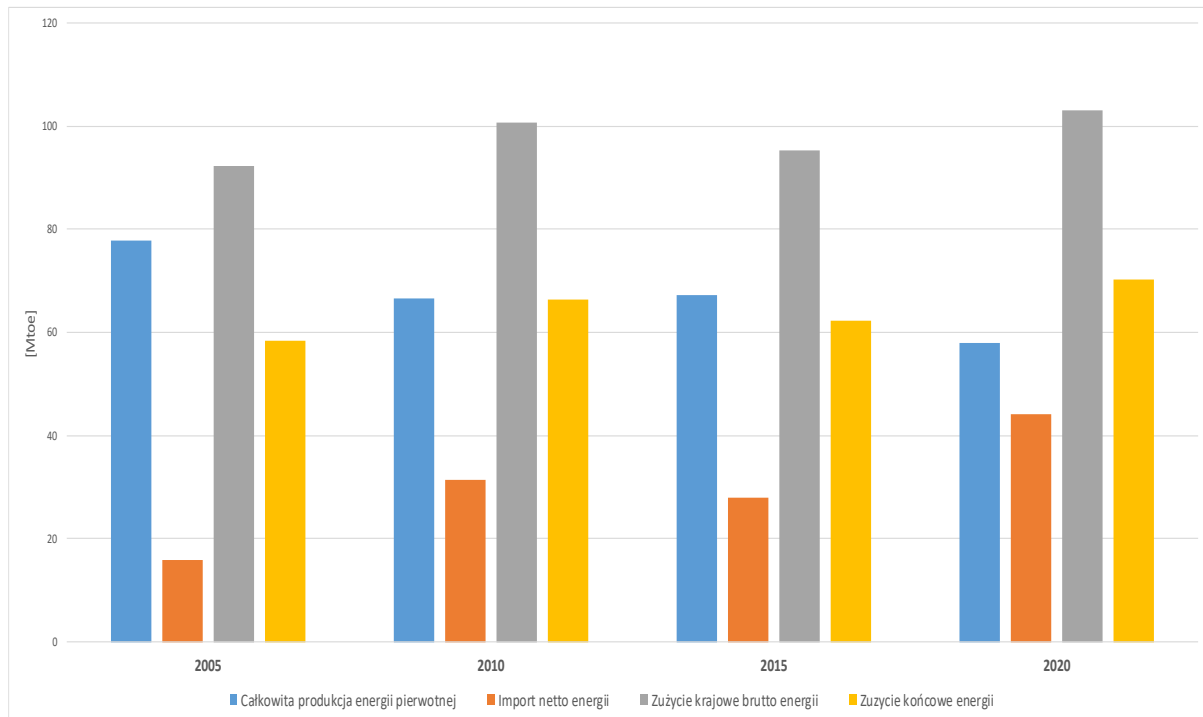
W latach 2005-2020 zależność Polski od importu energii wzrosła radykalnie z 17% do 43%, wraz z niemalże potrojeniem importu netto. Zależność importowa była wówczas najwyższa dla paliw ciekłych (ok. 97% - poziom stabilny w okresie wieloletnim) i wysoka dla gazu ziemnego (ponad 70% - trend łagodnie rosnący).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

Tabela 2.57. Krajowy bilans energii 2005-2020 (Mtoe)

	2005	2010	2015	2020
Całkowita produkcja energii pierwotnej	77,9	66,7	67,3	58,0
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	15,9	31,5	28,0	44,2
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	92,2	100,7	95,4	103,0
w tym: paliwa stałe	54,6	54,6	48,3	40,9

	2005	2010	2015	2020
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 2.20. Krajowy bilans energii 2005-2020

Źródło: ARE S.A.

4.3. Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa

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

- W okresie 2020-2030 podaż węgla kamiennego wykazuje kontynuację tendencji spadkowej obserwowanej w latach 2005-2020. Wydobycie tego surowca może ulec redukcji z poziomu 42 mln ton w 2020 r. do ok. 30 mln t w 2030 r. (zgodnie z wnioskiem notyfikacyjnym dla górnictwa węgla kamiennego). Ograniczenie produkcji w tym wypadku wiąże się ze spadkiem zapotrzebowania we wszystkich sektorach gospodarki krajowej, w tym przede wszystkim w elektroenergetycznym i ciepłowniczym. Budowa nowych bloków opalanych węglem w

w warunkach założonego w obliczeniach poziomu cen uprawnień do emisji CO₂, ciągle zaostrzających się wymagań środowiskowych oraz wyraźnie antywęglowej polityki UE 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, nastąpią stopniowa wymiana nieefektywnych kotłów zasypowych na kotły bezemisyjne lub niskoemisyjne (OZE, gaz ziemny, ciepło systemowe). Tempo tych zmian uzależnione jest od wielu czynników, w tym od tempa pozyskiwania środków finansowych na mechanizmy wspierające ten proces. W scenariuszu WEM założono aktywne i zakrojone na szeroką skalę działania administracji rządowej i samorządowej. Główną siłą sprawczą tego procesu jest przede wszystkim wsparcie finansowe ze środków unijnych, jak wdrożone do tej pory programy np. „Czyste powietrze”, „Stop smog”, , 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. 10 Mtoe. Krajowe i zagraniczne zapotrzebowanie na koks warunkowane jest tempem globalnego wzrostu gospodarczego, zatem podlega znacznym i niemożliwym do przewidzenia fluktuacjom.
- 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 do kosztu pozwoleń do emisji CO₂, funkcjonowanie jednostek wytwarzania energii elektrycznej i uruchamianie nowych odkrywek nie jest ekonomicznie uzasadnioną opcją.
- Wydobycie 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 wydobycia na poziomie zbliżonym do osiągniętego w latach 2005-2020.
- Wydobycie gazu ziemnego w Polsce powinno utrzymać się na stabilnym poziomie ok. 3,3 Mtoe rocznie.
- Nie przewiduje się wydobycia rudy uranowej i jej przerobu na paliwo jądrowe na terenie kraju.
- Przewiduje się wzrost produkcji krajowej biopaliw (głównie HVO/COHVO I i II generacji), ze względu na rosnące zapotrzebowanie w sektorze transportowym oraz właściwościami tych substancji, umożliwiającymi 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. i zastosowanie tego paliwa w pierwszej kolejności w sektorze transportu. Zastosowanie biometanu ma pomóc przede wszystkim w realizacji celu OZE ogółem oraz celu sektorowego dla w transportu).
- Przewiduje się stabilizację pozyskania biomasy stałej w latach 2020-2030 na poziomie ok. 9 Mtoe. Wraz ze wzrostem cen uprawnień do emisji CO₂ w sektorze elektroenergetycznym i ciepłowniczym rośnie opłacalność wykorzystania biomasy zarówno w kotłach dedykowanych, układach hybrydowych jak i instalacjach współspalania z węglem. Prognozuje się dalszy wzrost zastosowania tego paliwa w tych sektorach, niemniej jednak czynnikiem ograniczającym zakres wykorzystania biomasy jest konieczność spełnienia przez to paliwo kryteriów zrównoważonego rozwoju. W gospodarstwach domowych oraz usługach zużycie biomasy będzie spadać w miarę rozwoju rynku pomp ciepła, które będą stopniowo wypierać kotły na biomasę.
- 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. W obliczu konieczności zastąpienia bloków węglowych czystszyimi źródłami energii, oraz niemożności poddania recyklingowi części tych odpadów, ten kierunek wydają się być słuszny. Problemem są 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 odpadów do celów energetycznych.

- W długiej perspektywie przewiduje się zastosowanie „zielonego wodoru” jak brakującego ogniwa w transformacji energetycznej kraju. Wodór będzie odgrywał ważną rolę w transformacji sektora transportu, przemysłu i ciepłownictwa. W sektorze elektroenergetycznym wodór pełnić może rolę źródła elastyczności w systemach z dużym udziałem źródeł OZE.

Tabela 2.58. Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa [ktoe] – scenariusz WEM

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel kamienny	45 736	35 302	32 136	22 554	22 010	16 233
Węgiel koksujący	9 948	8 216	9 155	8 654	7 685	7 619
Koks	5 721	6 701	6 666	5 205	5 558	5 586
Węgiel brunatny	12 736	11 559	12 299	8 824	8 587	3 997
Ropa naftowa	840	681	922	934	1 000	1 000
LPG	312	466	632	749	524	496
Benzyna	4 415	4 326	4 046	4 089	4 218	4 026
Olej napędowy	7 643	10 743	12 075	13 253	12 265	10 798
Gaz ziemny	3 884	3 693	3 683	3 396	3 300	3 300
Paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0
Biopaliwa	117	446	936	973	1 403	1 622
Biometan	0	0	0	0	120	438
Biomasa stała	4166	5 866	6 268	8 964	8 621	9 023
Odpady komunalne i przemysłowe	157	400	564	1 193	1 316	1 439
Zielony wodór	0	0	0	0	6	51

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (STEAM-PL)

4.4. Import netto z podziałem na rodzaj paliwa

W tabeli (Tabela 2.60) 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 do 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 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 do 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, z uwagi na premiowanie produkcji krajowej w przedstawionych prognozach.

Tabela 2.59. Saldo importowo-eksportowe netto [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel kamienny	-8 161	489	-1 588	4 865	2 892	1 896
Węgiel koksujący	-1 801	944	275	-634	148	223
Koks	-3 068	-4 227	-4 333	-4 115	-3 983	-4 101
Węgiel brunatny	-2	-19	16	19	11	5
Ropa naftowa	17 741	22 484	26 311	25 418	23 974	22 418
LPG	2 172	1 974	1 868	1 838	1 934	1 479
Benzyna	-69	111	-204	187	371	332
Olej napędowy	2 260	2 202	309	4 124	4 949	4 210
Gaz ziemny	8 531	8 874	9 947	13 647	15 056	16 628
Paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0
Biopaliwa	-65	427	-144	67	96	110
Biometan	0	0	0	0	0	0
Biomasa stała	0	0	506	366	341	371
Wodór	0	0	0	0	0	0

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (STEAM-PL, MESSAGE-PL), EUROSTAT

W analizie założono zerowe saldo importowo-eksportowe energii elektrycznej, co nie oznacza, że wykluczona została w obliczeniach modelowych możliwość eksportu i importu energii elektrycznej do i z państw ościennych. Biorąc pod uwagę postępującą integrację rynku energii elektrycznej, relacje cenowe sprzyjające handlowi transgranicznemu i różnice występujące w poszczególnych systemach pod względem np. struktury paliwowej źródeł energii, niezerowe saldo importowo-eksportowe jest bardzo prawdopodobne, niemniej jednak określenie kierunków przepływu energii na połączeniach międzysystemowych ze względu na dużą zmienność i rosnącą płynność rynków jest obarczone dużą niepewnością. Powyższe założenie bazuje na celach wskazanych w Założeniach do aktualizacji PEP2040 – Wzmocnienie bezpieczeństwa i niezależności energetycznej w odniesieniu do kwestii budowania niezależności energetycznej.

Tabela 2.60. Saldo importowo-eksportowe netto energii elektrycznej [ktoe]

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

znak "-" przed wartością oznacza eksport

znak "+" przed wartością oznacza import

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (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 2.61. Uzależnienie od importu z państw trzecich

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Energia elektryczna	1,4%	0,0%	0,0%	0,9%	0,0%	0,0%
Węgiel kamienny	4,2%	13,1%	8,6%	22,3%	18,3%	18,3%
Węgiel koksujący	0,3%	18,3%	17,0%	16,1%	19,8%	20,9%
Koks	0,5%	1,2%	2,0%	3,8%	5,5%	6,2%
Węgiel brunatny	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%
LPG	47,3%	64,1%	68,9%	55,5%	87,5%	87,0%
Benzyna	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	9,2%	8,8%
Olej napędowy	10,7%	0,9%	4,5%	17,3%	31,3%	30,5%
Gaz ziemny	67,7%	61,8%	52,6%	67,7%	64,9%	67,8%
Paliwo jądrowe	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Biopaliwa	0,0%	0,0%	6,4%	3,7%	1,2%	1,2%
Biometan	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%
Wodór	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Źródło: Opracowanie własne ARE SA

4.4.1. Główne źródła importu

W odniesieniu do głównych źródeł importu zastosowano podejście eksperckie, bazujące na analizie dotychczasowych kierunków dostaw i perspektywach pojawienia się nowych źródeł importu (Tabela 4.62). W odniesieniu do gazu ziemnego w 2022 i 2023 r. doszło do istotnych zmian kierunków dostaw tego surowca. Polska całkowicie uniezależniła się od importu z Federacji Rosyjskiej i zastąpiła ten kierunek głównie dostawami z Norwegii (Baltic Pipe) i Niemiec (transport ruropociągowy) 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 Słowacją³².

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 ruropociągiem „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. Największym dostawcą oleju napędowego i benzyny do Polski są obecnie Niemcy. Dynamiczne zmiany w strukturze importu wskazują, że kierunek dostaw jest ściśle uzależniony od warunków rynkowych.

Import węgla w 2022 roku był na rekordowym poziomie z uwagi na europejski kryzys energetyczny. Węgiel sprowadzono do kraju z wielu różnych kierunków (poza rosyjskim, z którego zrezygnowano w

³² Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2022 do dnia 31 grudnia 2022 r.

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.

Jedynym paliwem, które obecnie jest przedmiotem importu z Federacji rosyjskiej jest LPG. Niemniej jednak w ramach przygotowywanego 12 pakietu sankcji przewiduje się wprowadzenia embarga na ten produkt, stąd wystąpi konieczność zmiany tego kierunku dostaw. Prawdopodobnie największym importerem LPG stanie się Szwecja, ale tak jak w przypadku innych produktów naftowych, decydować o tym będą warunki rynkowe.

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 konfiguracje systemów elektroenergetycznych oraz zdolności przesyłowe połączeń transgranicznych głównymi kierunkami importu energii elektrycznej są Niemcy i Szwecja, a eksportu Słowacja i Czechy.

Tabela 2.62. Główne źródła importu (państwa)

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

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Biomasa stała	Białoruś	Białoruś	Białoruś	Białoruś	b.d.	b.d.

Źródło: Opracowanie własne ARE SA

4.5. Zużycie krajowe brutto paliw i energii

Krajowe zużycie brutto poszczególnych paliw i nośników energii, przedstawione w tabeli (Tabela 2.63) 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 o 13%. Średnioroczne tempo wzrostu tej kategorii wynosi w całym rozpatrywanym okresie prognozy 1,7%. 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. 870 tys., zużywających odpowiednio 0,51 TWh. Wzrost zużycia energii elektrycznej w przemyśle wiązać 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.
- Prognozuje się nieznaczny spadek zapotrzebowania na ciepło z sieci, wynikający z założeń odnośnie do 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 z technologiami indywidualnego ogrzewania. Założenie to jest jednak obarczone niepewnością w zakresie cen paliw i uprawnień do emisji CO₂.
- Przewiduje się spadek zużycia węgla kamiennego i brunatnego wynikający z procesów transformacji energetycznej. Spadek zużycia węgla w elektroenergetyce i ciepłownictwie istotnie przyspiesza około 2030 r., kiedy kończy się rynek mocy dla większości bloków węglowych.
- Przewiduje się spadek zużycia ropy naftowej i produktów naftowych w analizowanym okresie. Wzrost zużycie produktów naftowych obserwowany w okresie 2015-2020 związany był z wprowadzeniem w Polsce pakietu ustaw, ograniczających tzw. szarą strefę w obrocie paliwami. Od 2020 r. przewiduje się stopniowe ograniczanie zastosowanie 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 gaz ziemny w perspektywie 2030 r. (z 17,1 Mtoe w 2020 r. do 21,8 Mtoe). Gaz ziemny w Polsce będzie odgrywał rolę paliwa przejściowego w transformacji energetycznej, ale tylko w początkowym 10-15 letnim okresie. Później będzie stopniowo zastępowany
- Przewiduje się dalszy stopniowy wzrost zapotrzebowania na odnawialne nośniki energii takie jak: biomasa, biogaz, biopaliwa.

Tabela 2.63. Krajowe zużycie brutto paliw i energii [ktoe] – scenariusz WEM

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Energia elektryczna	12 532	13 440	14 154	14 730	15 757	16 628
Ciepło sieciowe	8 032	8 021	6 721	6 843	6 427	6 226
Węgiel kamienny	37 651	39 774	31 248	28 188	22 006	16 230
Węgiel koksujący	7 891	8 700	9 489	7 997	7 833	7 841
Koks	2 318	2 074	2 228	1 308	1 575	1 484
Węgiel brunatny	12 726	11 579	12 299	8 850	8 598	4 002
Ropa naftowa	18 459	23 184	26 506	25 992	24 686	23 128
Produkty naftowe	21 987	25 956	24 074	31 037	31 789	28 697
Gaz ziemny	12 235	12 805	13 776	17 107	18 356	19 928
Gaz koksowniczy	1 447	1 707	1 704	1 406	1 221	1 118
Gaz wielkopiecowy	560	526	632	464	551	458
Pozost. paliwa gazowe	161	149	163	84	83	81
Biomasa stała	4 166	5 866	6 884	9 330	8 962	9 394
Biogaz	54	115	229	322	535	755
Biopaliwa	54	868	782	1 042	1 498	1 733
Biometan	0	0	0	0	120	438
Paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0
Wodór	0	0	0	0	6	51
Odpady komunalne i przemysłowe	157	400	564	1 193	1 316	1 439

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (STEAM-PL, MESSAGE-PL), EUROSTAT

4.6. Produkcja energii elektrycznej i ciepła

Poniżej 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 197 TWh w 2030 r. Procentowy wzrost w okresie 2020-2030 wynosi 25%. Produkcja krajowa ciepła sieciowego z kolei, spada z poziomu 286 PJ w 2020 r. do ok. 260 PJ w 2030 r.

Tabela 2.64. Produkcja energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Energia elektryczna [GWh]	157 295	158 186	165 128	158 247	184 829	196 900
Ciepło sieciowe [TJ]	336 292	335 831	274 357	285 870	268 062	259 586

Źródło: Opracowanie własne ARE SA (STEAM-PL, MESSAGE-PL), EUROSTAT

4.6.1. Produkcja energii elektrycznej brutto z podziałem na paliwo

Produkcję energii elektrycznej w podziale na paliwa przedstawiono w tabeli (Tabela 2.65) i na rysunku (Rysunek 2.26). Wyniki przeprowadzonej analizy kierunków rozwoju krajowego sektora elektroenergetycznego, wskazują na dynamiczne zmiany jakie będą zachodzić w strukturze produkcji energii elektrycznej, wynikające z uwarunkowań determinowanych głównie unijną polityką energetyczno-klimatyczną. Stymulowany rozwój odnawialnych źródeł energii oraz obowiązek zakupu odpowiednich ilości uprawnień do emisji CO₂ w ramach systemu ETS, powodować będzie stopniowe zmniejszanie się 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 el. i ec. na węgiel kamienny obniża się z poziomu 70,7 TWh w 2020 r. do 39,8 w 2030 r., natomiast na węgiel brunatny z poziomu 38,1 TWh do 17,8 TWh. Głównym czynnikiem wpływającym na wspomniany proces jest stopniowe wypychanie jednostek węglowych z krzywej „merit order” m.in. z powodu dalszego dynamicznego wzrostu produkcji z OZE oraz nowych mocy gazowych. Jednostki te będą wytwarzać mniej energii w przeliczeniu na jednostkę mocy, ale ich rolą będzie w dużym stopniu zapewnianie mocy rezerwowych w dynamicznie rozbudowywanym i zdywersyfikowanym technologicznie systemie. W celu spełnienia 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. Niektóre węglowe jednostki wytwórcze klasy 200 MW mogą wymagać modernizacji, aby poprawić ich parametry tak, by lepiej spełniały funkcję regulacyjną i zapewnić wystarczalność mocy w KSE. Utrzymanie jednostek węglowych w dobrym stanie technicznym ma istotne znaczenie dla pewności dostaw energii, zwłaszcza w okresie początkowego rozwoju alternatywnych rozwiązań zapewniających stabilną generację lub wzmacniających potrzeby bilansowe. Utrzymanie i modernizacja tych jednostek umożliwi optymalne wykorzystanie posiadanych zasobów krajowych, wesprze bilansowanie OZE, zredukuje wzrost zapotrzebowania na gaz i może przynieść korzyści tzw. technologicznej renty opóźnienia pozwalającej na zastąpienie istniejących źródeł sprawdzonymi, nowoczesnymi technologiami energetycznymi, które po osiągnięciu dojrzałości dodatkowo cechować się będą obniżonymi jednostkowymi nakładami inwestycyjnymi. Trzeba zauważyć, że źródła węglowe mają tzw. minima techniczne. Niższe ich wykorzystanie oznaczałoby ich okresowe wyłączenie. Długi okres rozruchu ze stanu zimnego uniemożliwia realizację funkcji systemowych, a częste ich wyłączenie wpływa na szybsze wyeksploatowanie posiadanych mocy i pogorszenie ich stanu technicznego.

Produkcja w jednostkach gazowych (nowe jednostki to głównie wysokosprawne bloki parowo-gazowe) wzrośnie z 17,4 TWh w 2020 r. do 32 TWh w 2030 r. Jest to jednak uzależnione od tempa i zakresu rozwoju pozostałych źródeł wytwórczych (w tym przede wszystkim źródeł jądrowych).

Zarówno unijna jak i krajowa polityka energetyczna sprzyjać będzie wdrażaniu nowych nisko-emisyjnych źródeł, z których dużą część stanowić będą niesterowalne źródła odnawialne charakteryzujące się dużą zmiennością produkcji (elektrownie wiatrowe i fotowoltaika). Występowanie tego rodzaju źródeł wytwarzania w przewidywanych ilościach wymagać będzie inwestowania w elastyczne źródła: turbiny gazowe i magazyny energii, niezbędne dla ich integracji w systemie elektroenergetycznym. Udział OZE w produkcji energii elektrycznej netto zostanie potrojony w okresie 2020-2030 (udział wzrośnie z 16,2% do 50,1%). Bardzo ważnym elementem transformacji sektora elektroenergetycznego jest rozwój energetyki jądrowej w Polsce.

Proces transformacji polskiej energetyki, będzie procesem długotrwałym i kosztownym. Proces ten musi zostać rozłożony w czasie, w taki sposób, aby możliwym było łagodzenie skutków gospodarczych i społecznych z niego wynikających. Na dalszym etapie analiz zostaną szczegółowo przebadane skutki gospodarcze zaproponowanych kierunków rozwoju sektora energetycznego i ich ewentualny wpływ na potrzeby inwestycyjne i ich koszty.

Tabela 2.65. Produkcja energii elektrycznej brutto [TWh]

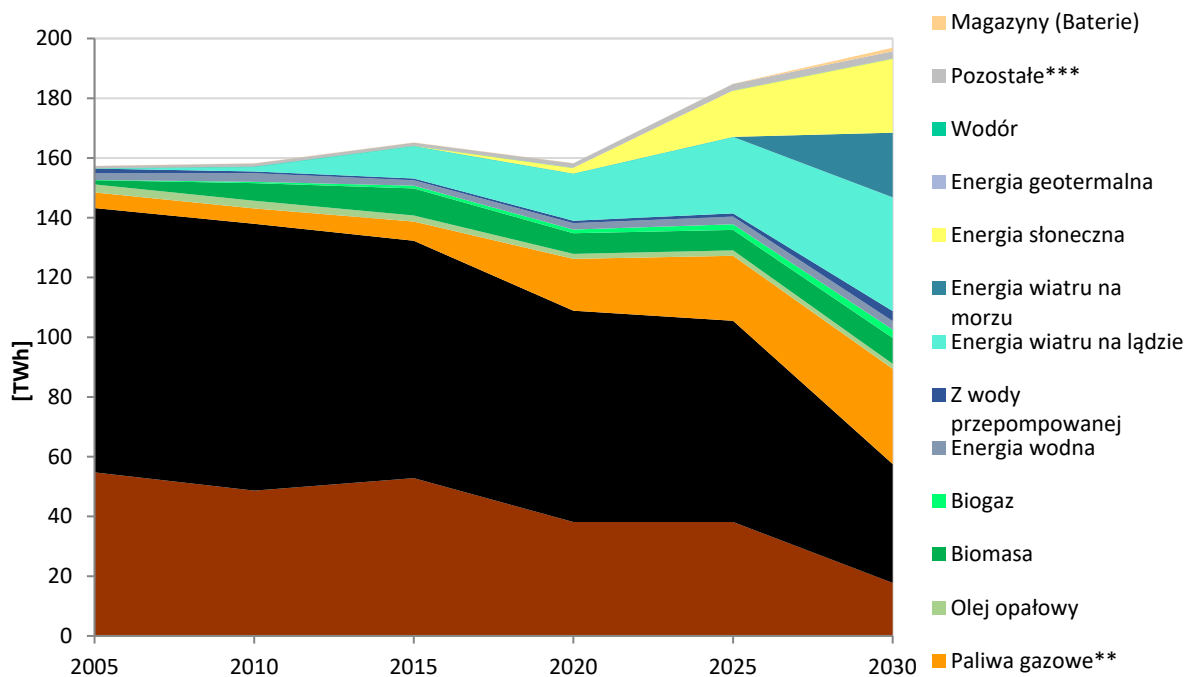
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel brunatny	54,8	48,7	52,8	38,1	38,1	17,8
Węgiel kamienny*	88,5	89,3	79,4	70,7	67,3	39,8
Paliwa gazowe**	5,2	5,1	6,4	17,4	21,8	31,9
Olej opałowy	2,7	2,6	2,1	1,7	1,9	1,7
Biomasa	1,4	5,9	9,0	6,9	6,8	8,7
Biogaz	0,1	0,4	0,9	1,2	1,9	2,8
Energia wodna	2,2	2,9	1,8	2,1	2,6	2,9
Z wody przepompowanej	1,6	0,6	0,6	0,8	1,1	3,3
Energia wiatru na lądzie	0,1	1,7	10,9	15,8	25,6	38,1
Energia wiatru na morzu	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,7
Energia słoneczna	0,0	0,0	0,1	2,0	15,5	24,8
Energia geotermalna	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wodór	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe***	0,7	1,1	1,0	1,5	2,2	2,4
Magazyny (Baterie)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2
Razem	157,3	158,2	165,1	158,2	184,8	197

* 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 SA (MESSAGE-PL), EUROSTAT



Rysunek 2.21. Produkcja energii elektrycznej brutto w Polsce z podziałem na paliwa (scenariusz Odniesienia)

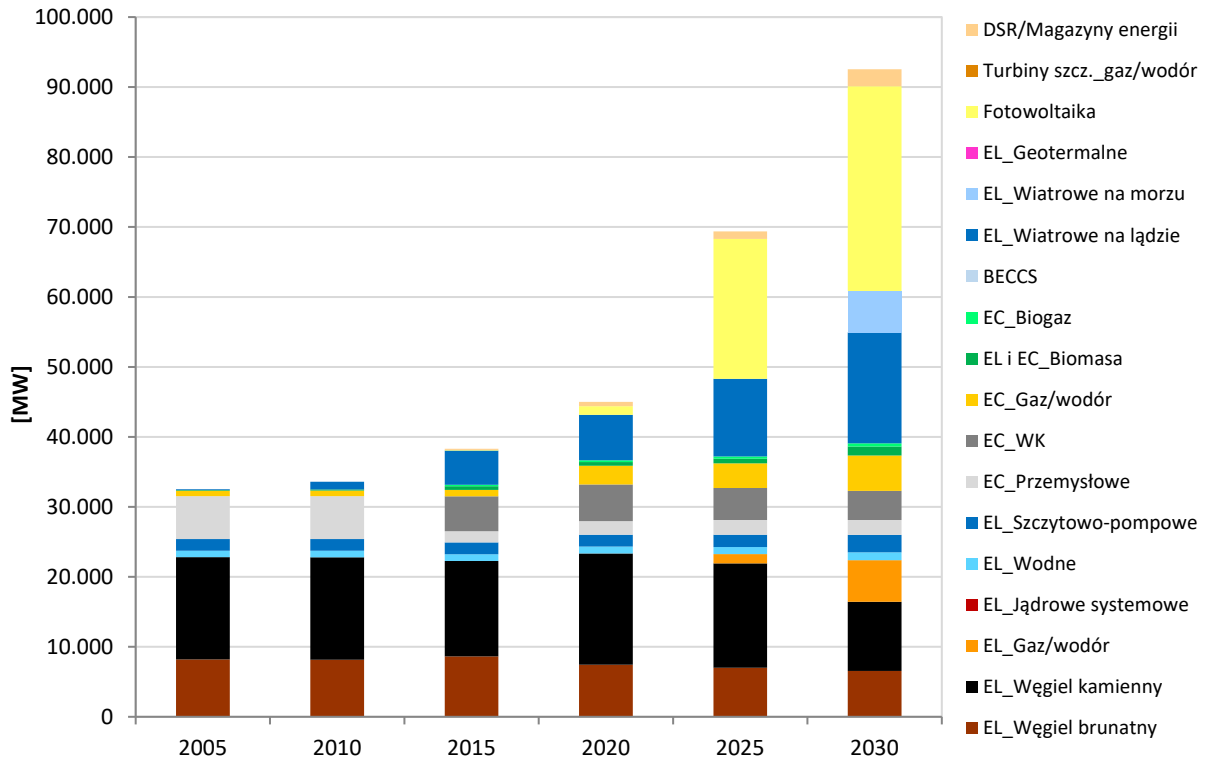
Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

4.6.2. Zdolności wytwórcze energii elektrycznej z podziałem na źródła

Wyniki przeprowadzonych analiz wskazują, że w świetle omówionych założeń, należy spodziewać się daleko idących zmian w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce. 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, wiatr). Moce elektrowni wiatrowych na lądzie wzrastają z poziomu 6,65 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 niespełna 6 GW. Najszybszy i największy przyrost mocy w systemie dotyczy fotowoltaiki (zarówno mikroinstalacji jak i dużych farm). W konsekwencji znacząco zmniejszy się rola jednostek systemowych zasilanych paliwami węglowymi – ich udział w mocy zainstalowanej netto ulegnie redukcji z ok. 70% w 2020 r. do 30% w 2030 r. Wzrośnie wyraźnie udział źródeł odnawialnych w strukturze mocowej KSE (wzrost udziału z 19% w 2020 r. do 57% w 2030 r.).

Tabela 2.66. Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii (scenariusz Odniesienia) [MW]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
EL_Węgiel brunatny	8 197	8 145	8 643	7 445	7 012	6 566
EL_Węgiel kamienny	14 613	14 655	13 617	15 889	14 911	9 860
EL_Gaz/wodór	0	0	0	0	1 332	5 957
EL_Jądrowe systemowe	0	0	0	0	0	0
EL_Wodne	914	935	964	987	1 008	1 118
EL_Szczytowo-pompowe	1 679	1 679	1 705	1 705	1 767	2 507
EC_Przemysłowe	6140	6126	1 605	1 945	2 093	2 124
EC_WK	6140	6126	4 968	5 226	4 578	4 149
EC_Gaz/wodór	760 760	807 807	928	2 688	3 515	5 071
EL i EC_Biomasa	102	140	513	534	669	1 283
EC_Biogaz	102	140	216	241	326	454
BECCS	0 0	0 0	0	0	0	0
EL_Wiatrowe na lądzie	121	1 108	4 886	6 499	11 096	15 842
EL_Wiatrowe na morzu	0	0	0	0	0	5 927
EL_Geotermalne	0	0	0	0	0	0
Fotowoltaika	0	0	108	1 229	19 979	29 269
Turbiny szcz._gaz/wodór	0	0	0	0	0	0
DSR/Magazyny energii	0	0	150	615	1 080	2 420
Razem	32 526	33 594	38 302	45 002	69 365	92 547



Rysunek 2.22. Moc osiągalna źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii (scenariusz Odniesienia)

Poziom mocy węglowych w KSE będzie spadał z przyczyn technicznych i ekonomicznych, w tym ze względu na wyeksploatowanie jednostek wytwórczych, brak spełnienia 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. 10 GW, natomiast na węglu brunatnym 6,6 GW, co łącznie stanowić będzie 18% w strukturze KSE. Średni czas pracy jednostek na węgiel kamienny (wynoszący w 2020 r. - 51%) obniży się znacząco i wynosić będzie w 2030 r. - 46%. Do 2030 r. moc elektrowni na węgiel brunatny ulegnie obniżeniu o ok. 880 MW. Moc elektrowni na węglu brunatnym maleje wskutek wycofywania istniejących bloków. Istotnie zmniejszy się również w systemie rola elektrociepłowni węglowych, ponieważ większość nowych systemowych jednostek kogeneracyjnych prawdopodobnie będą stanowić instalacje zasilane gazem ziemnym. Razem z nowymi elektrowniami gazowo-parowymi zwiększą one niezbędną przy dużym udziale niesterowalnych źródeł odnawialnych (wiatrowych i słonecznych) niezawodność pracy systemu elektroenergetycznego.

5. Wymiar „wewnętrzny rynek energii”

5.1. Międzysystemowe połączenia

5.1.1. Energia elektryczna

Obecny poziom połączeń wzajemnych (transgranicznych) i główne połączenia międzysystemowe

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

Obecnie Krajowy System Przesyłowy (KSP) współpracuje:

- synchronicznie z systemami krajów Europy kontynentalnej ENTSO-E (dawniej UCTE), tj. niemieckim, czeskim, słowackim i ukraińskim (od 2023 r.)
- asynchronicznie z systemem szwedzkim poprzez kabel podmorski prądu stałego,
- asynchronicznie z systemem litewskim poprzez linię prądu przemiennego i wstawkę 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 – Leměšany.

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

granica północna (Polska – Szwecja):

- linia kablowa DC 450 kV Słupsk Wierzbęcino – Stårno,

granica wschodnia (Polska – Ukraina) – również współpracująca synchronicznie:

- 1-torowa linia 220 kV Zamość – Dobrotwór, współpracująca z wydzielonymi po stronie ukraińskiej jednostkami wytwórczymi Elektrowni Dobrotwór (połączenie umożliwia wyłącznie import energii do Polski),
- 1-torowa linia 400 kV Rzeszów – Chmielnicka, włączona do eksploatacji w układzie synchronicznym w 2023 r., (jest to dotychczasowa linia 750 kV, niepracująca od 1993 roku).

granica wschodnia (Polska – Litwa):

- 2-torowa linia 400 kV Ełk – Alytus, współpracująca z systemem litewskim przez wstawkę prądu stałego (w stacji Alytus).

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/ Mnisztno – 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):

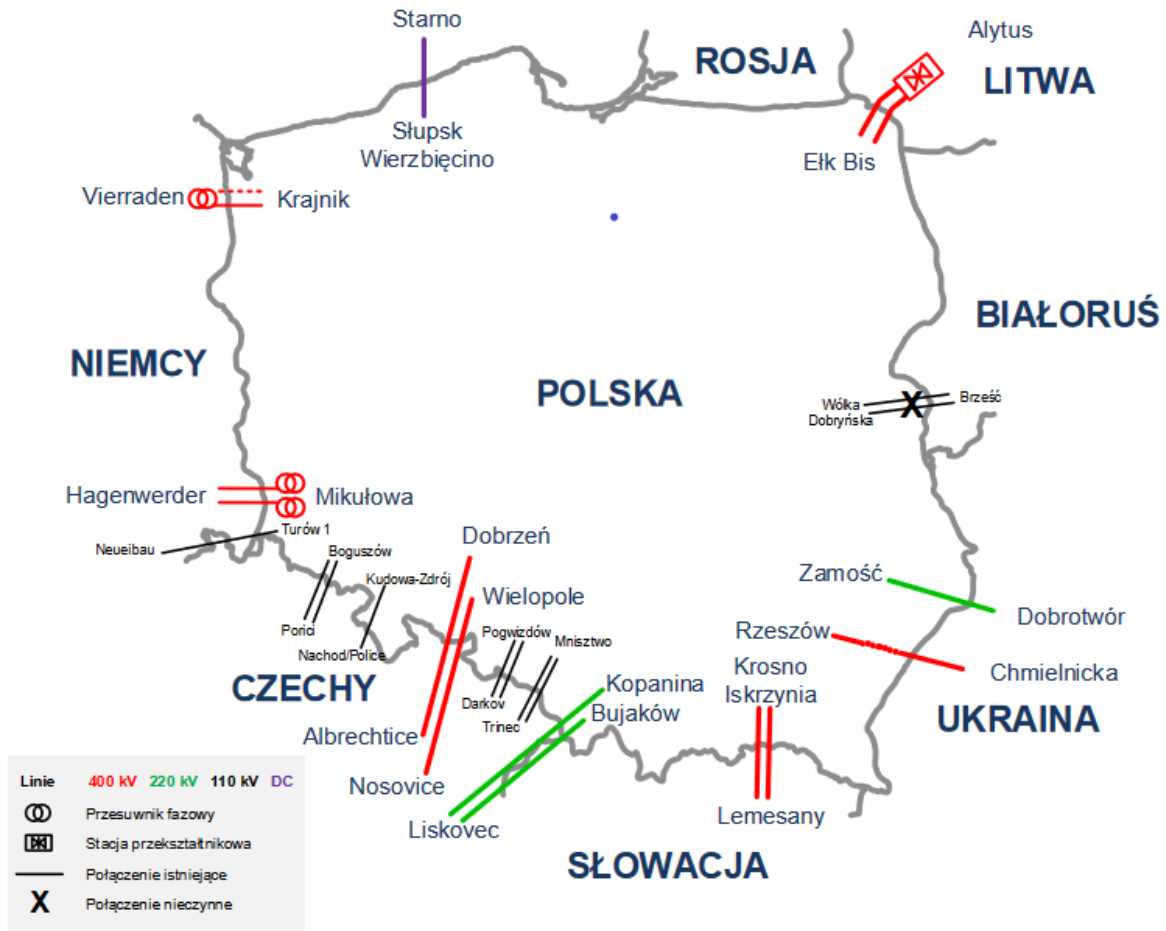
- 2-torowa linia 110 kV Wólka Dobryńska – Brześć 2.

Podstawowe informacje na temat poszczególnych połączeń wzajemnych, przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 2.67. Charakterystyka polskich połączeń transgranicznych systemu elektroenergetycznego

Kraj graniczny	Połączenie	Napięcie [kV]	Dopuszczalne obciążenie	liczba torów	Informacje dodatkowe
Niemcy	Krajnik – Vierraden	400	1039 MW	2	- W 2018 roku połączenie zostało wyposażone w przesuwnik fazowy
	Mikułowa - Hagenverder	400	1385 MW	2	W 2016 roku połączenie zostało wyposażone w przesuwnik fazowy
Czechy	Wielopole/Dobrzeń – Nosovice/Albrechtice	400	1385 MW	2	-
	Bujaków – Liskovec	220	400 MW	1	-
	Kopanina – Liskovec	220	400 MW	1	-
Litwa	Ełk Bis- Alytus	400	500 MW	2	prąd przemienny ze wstawką pr. stałego
Słowacja	Krosno Iskrzynia - Leměšany	400	1353 MW	2	-
Szwecja	Słupsk – Stårno	450	600 MW	1	prąd stały
Ukraina	Dobrotwór – Zamość	220	251 MW	1	Linia pracuje w układzie promieniowym
	Rzeszów – Chmielnicka	400	1300 MW	1	Linia pracuje jako synchroniczna od 2023 r.

Obecny stan połączeń transgranicznych przedstawiony jest na rysunku (Rysunek 2.28).

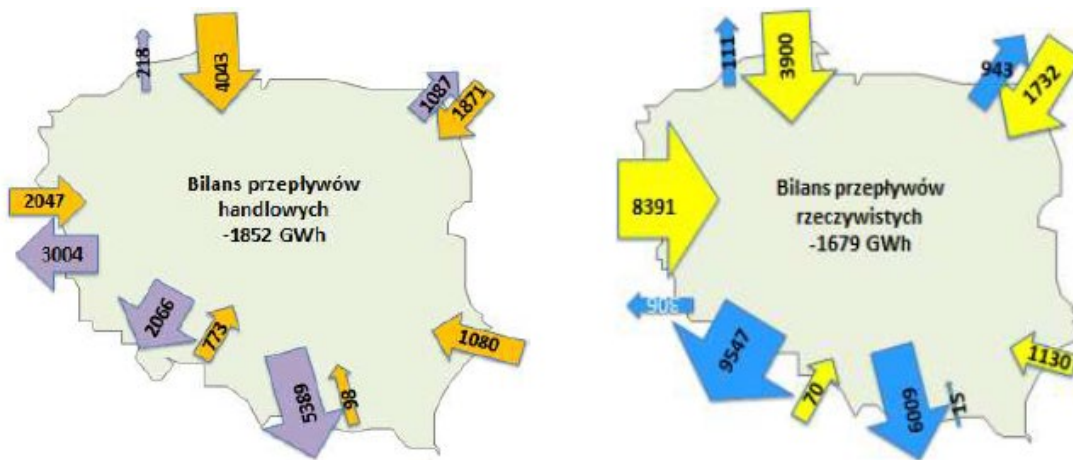


Źródło: PSE S.A.

Rysunek 2.23. 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 2022 roku, zostały przedstawione na rysunku (Rysunek 2.29).



Rysunek 2.24. Bilans handlowych i rzeczywistych przepływów energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami w 2022 r. [GWh]

Źródło: ARE SA

Jednocześnie należy zwrócić uwagę na utrzymującą się w latach poprzednich 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. Ta różnica w przepływach została ograniczona po zainstalowaniu przesuwników fazowych na połączeniach polsko-niemieckich. Przepływy kołowe zostały w ten sposób ograniczone do wartości kontrolowanych przez OSP. Warto także zwrócić uwagę na znaczący wzrost wolumenu przepływów transgranicznych na przekroju synchronicznym, dzięki wprowadzeniu w całym regionie kalkulacji zdolności Core (Core CCR), do którego należy system polski, metody opartej o przepływy fizyczne (ang. *flow based*). Przyczynia się to do istotnego wzrostu przepływów handlowych.

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 rezultacie państwa członkowskie mogą ograniczać wymianę handlową wyłącznie w nadzwyczajnych sytuacjach. W 2019 r. został uchwalony pakiet legislacyjny regulujący funkcjonowanie sektora energii elektrycznej w Unii Europejskiej - „Czysta Energia dla wszystkich Europejczyków” (Clean Energy Package – CEP)³³. 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, unijnymi przepisami, OSP w są zobowiązani do udostępniania zdolności połączeń transgranicznych 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 połączeniach asynchronicznych wymagany poziom 70% jest już co do zasady 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.

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.

³³ 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.

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 *implicit* 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.³⁴ 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 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.

Połączenia Polska – Litwa

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

Drugim, obecnie planowanym i przygotowywanym połączeniem związanym z synchronizacją jest linia o nazwie Harmony Link. Jest to główny element projektu synchronizacji i był rozpatrywany jako podmorski kabel prądu stałego (HVDC) Polskę i Litwę wraz z inwestycjami towarzyszącymi we państwach bałtyckich i Polsce. Ze względu na znaczny wzrost kosztów i dużą liczbę zamówień u producentów kabli prądu stałego i stacji przekształtnikowych, przetargi na planowane połączenie HVDC *Harmony Link* zostały anulowane w kwietniu 2023 r. OSP z Polski i Litwy rozpoczęli przygotowania do nowych przetargów. Obecnie trwają analizy rozwiązań, które mogłyby obniżyć koszty i umożliwiłyby uruchomienie drugiego połączenia w najkrótszym możliwym czasie.

Jedną z możliwości branych pod uwagę przez PSE i Litgrid jest kabel lądowy o napięciu 220kV, który mógłby częściowo zostać zbudowany równolegle z trasą planowanej linii kolejowej Rail Baltica między

³⁴ Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Systemu Przesyłowego

Polską a Litwą. Według wstępnej oceny, wybór tego wariantu może pozwolić na zmniejszenie kosztów projektu i szybszą realizację.

Synchronizacja systemów Państw Bałtyckich z Europą kontynentalną

W dniu 28 czerwca 2018 r. została zatwierdzona na szczęblu premierów Państw Bałtyckich, Polski i Komisję Europejską polityczna mapa drogowa dotycząca synchronizacji systemu elektroenergetycznego państw bałtyckich z systemem Europy kontynentalnej poprzez obecne połączenie LitPol Link.

Kolejnym krokiem była mapa drogowa na takim samym szczęblu politycznym z dnia 20 czerwca 2019 r. w której określono, że synchronizacją będzie zapewniona dzięki drugiemu połączeniu Polska – Litwa, jako kabel podmorski Harmony Link. Dokument też wskazywała na znaczne zaangażowanie w tym finansowe Komisji Europejskiej, z budżetu funduszu Łącząc Europę (Connecting Europe Facility).

Możliwość alternatywnego rozwiązania wobec kabla podmorskiego i **realizację synchronizacji poprzez kabel lądowy PL-LT związany z Rail Baltica została uwzględniona** na szczęblu ministrów ds. energii i klimatu **oraz Komisarz ds. Energii**, dnia 19 grudnia 2023. Dokument wskazuje też przyspieszenie synchronizacji do lutego 2025 r.

Projekt synchronizacji ma na celu dostosowanie systemów elektroenergetycznych państw bałtyckich do pracy synchronicznej z Europą kontynentalną. W ramach projektu planowana jest budowa drugiego połączenia „Harmony Link” o zdolności przesyłowej 700 MW. Nowemu połączeniu będą towarzyszyć inwestycje po stronie polskiej związane z budową nowych dwutorowych linii 400 kV Dunowo-Żydowo Kierzkowo i Żydowo Kierzkowo – Piła Krzewina oraz modernizacji istniejących linii Krajnik-Morzyczyn, Morzyczyn – Dunowo – Słupsk - Żarnowiec i Żarnowiec -Gdańsk/ Gdańsk Przyjaźń-Gdańsk Błonia. Realizacja tych inwestycji, poza synchronizacją państw bałtyckich wesprze również wyprowadzenie mocy z morskich farm wiatrowych (MFW) do KSE. Realizacja synchronizacji, według uzgodnień premierów i OSP Państw Bałtyckich, planowana jest w lutym 2025 roku.

c) Połączenia z Ukrainą

Obecnie Polska eksploatuje dwa połączenia z Ukrainą: linie 400 kV Rzeszów – Chmielnicka EJ oraz 220 kV Zamość-Dobrotwór.

Pierwsze z nich ma możliwość do dwustronnego przesyłu energii, zdolności przesyłowe na połączeniu są od stycznia 2024 r. udostępniane w ramach przetargów skoordynowanych przez Biuro Aukcyjne JAO, na kontraktach dnia następnego. Import jest realizowany w ramach wielkości wynikających z technicznych możliwości przesyłowych i warunków rynkowych.

Zdolności przesyłowe drugiego z połączeń służą wyłącznie do importu energii z Ukrainy, z wydzielonych bloków w elektrowni Dobrotwór i są udostępniane w ramach jednostronnych kontraktów miesięcznych organizowanych przez PSE SA. Import jest realizowany w ramach dostępności bloków wytwórczych i warunków rynkowych. Zdolności przesyłowe połączenia po stronie polskiej są udostępniane na warunkach rynkowych w ramach aukcji miesięcznych, organizowanych przez PSE.

Połączenie Rzeszów - Chmielnicka było wyłączone z eksploatacji od 1993 r, do którego funkcjonowało jako linia 750 kV. W 2022 r. po wybuchu wojny w Ukrainie podjęto decyzję o rozpoczęciu prac nad wznowieniem funkcjonowania połączenia Rzeszów-Chmielnicka na napięciu 400kV. 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 zdolności oferowane są przez Biuro Przetargowe JAO.

d) Połączenia w zachodniej części Polski

Projekty rozbudowy KSE związane są m.in. ze zwiększeniem 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 – Pasikurowice i 2-torowej linii 400 kV Mikułowa – Świebodzice. Realizacja projektów planowana jest do końca 2024 roku. Powyższy zakres rozbudowy pozwoli na osiągnięcie 2000 MW zdolności przesyłowych. Rozbudowa sieci przesyłowych umożliwi między innymi wypełnienie wymogu CEP70 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 2.68). Sumaryczna moc na wszystkich połączeniach transgranicznych w 2015 r. wyniosła ok. 7 600 MW.

Tabela 2.68. Transgraniczna przepustowość połączeń międzysystemowych energii elektrycznej na występujących i planowanych połączeniach [MW] – dane podane dla sezonu zimowego

	Połączenie	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Niemcy	Krajnik-Vierraden	592	592	592	3492	3492	3492
Niemcy	Mikułowa-Hagenverder	2730	2730	2730	2640	2640	2640
Czechy	Wielopole/Dobrzeń – Nosovice/Albrechtice	2772	2772	2772	2772	2772	2772
Czechy	Kopanina/Bujaków - Liskovec	800	800	800	800	800	800
Słowacja	Krosno Iskrzynia - Lemšany	2078	2078	2078	2772	2772	2772
Szwecja	Stupsk - Stårmo	600	600	600	600	600	600
Białoruś	Białystok – Roś	0	0	0	0	0	0
Ukraina	Rzeszów – Chmielnicka*	0	0	0	0	1039	1039
Ukraina	Zamość - Dobrotwór	381	381	381	381	265	265
Litwa	Elk – Alytus**	0	0	488	488	0	0
Litwa	Żarnowiec-Darbenai***/Elk-Gizai	0	0	0	0	0	700
SUMA		9953	9953	10441	13945	14380	15080

*linia włączona do eksploatacji w maju 2023 r.

** odpowiada dopuszczalnej obciążalności wstawki stałoprądowej w stacji Alytus. Po synchronizacji systemów elektroenergetycznych państw bałtyckich z systemem Europy kontynentalnej całkowita przepustowość połączenia Elk – Alytus dedykowana będzie wymianie technicznej; brak wymiany handlowej na tym połączeniu; możliwości wymiany handlowej na tym połączeniu warunkowane są stopniem adaptacji systemów państw bałtyckich do pracy synchronicznej z systemem Europy kontynentalnej.

*** termin uruchomienia połączenia (Harmony Link) zależy od decyzji PSE i Litgrid w związku z odwołaniem przetargu po stronie Litwy. Rozważana jest również nowa trasa Elk-Gizai i poziom napięcia 220kV. Prognozowana wstępnie moc połączenia na poziomie 700MW

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

Transgraniczna infrastruktura elektroenergetyczna pozwala na realizację handlu transgranicznego energią elektryczną. Charakterystyczną cechą infrastruktury sieciowej jest występowanie ograniczeń w przesyłach energii elektrycznej pomiędzy krajowymi systemami elektroenergetycznymi, co czasowo może ograniczać wymianę handlową. Ograniczenia te mają różnoraki charakter, począwszy od prac remontowych i awarii sieciowych, po ograniczenia wprowadzane przez operatorów systemów przesyłowych w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci. W poniższej tabeli zaprezentowane zostały zdolności przesyłowe netto (całkowite zdolności przesyłowe pomniejszone o margines bezpieczeństwa wyznaczany przez Operatora Systemu Przesyłowego).

Tabela 2.69. Zdolności przesyłowe netto połączeń międzysystemowych energii elektrycznej na występujących i planowanych połączeniach [MW]

	2010	2015	2020	2025	2030
PL→DE/CZ/SK	900	1000	2 500	3899	3899
DE/CZ/SK→PL	0	0	600	4758	4758
PL→SE	100	100	300	600	600
SE→PL	600	600	600	600	600
PL→UA	0	0	0	425	425
UA→PL	220	220	220	365	365
PL→LT	0	500	500	0	700
LT→PL	0	500	500	0	700
PL export	1 000	1 600	2 700	4 924	4 924
PL import	820	1 320	1 325	5 723	5 723

Źródło: Scenario outlook and adequacy forecast 2015, Mid-term Adequacy Forecast 2017, ENTSOE

5.1.2. Gaz ziemny

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 Lwówku.

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 System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. -

Krajowy system przesyłowy, zarządzany przez OGP GAZ-SYSTEM S.A., zasilany jest poprzez następujące punkty wejścia związane z:

1. przywozem paliw gazowych:

- a) Punkt GCP Gaz-System/UA TSO (Drozdowicze – granica polsko-ukraińska),
- b) Faxe – punkt wejścia na gazociągu Baltic Pipe (połączenie Polska-Dania),
- c) Santaka (granica polsko-litewska),
- d) Vyrava (granica polsko-słowacka),
- e) Punkt GCP Gaz-System/ONTRAS (Lasów – 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 Lwówku),
 - Mallnow (punkt wejścia/wyjścia do SGT z kierunku Niemiec),
- h) połączenia realizujące import lokalny:
 - Punkt GCP Gaz-System/ONTRAS (Gubin – granica polsko-niemiecka),
 - Branice (na granicy polsko-czeskiej),
- i) punkt wejścia z terminalu LNG w Świnoujściu;

2. złożami krajowymi:

- a) kopalnie w systemie gazu ziemnego wysokometanowego – 40 punktów wejścia,
- b) odazotownie KRIO Odolanów i Grodzisk – łączące systemy gazu ziemnego zaazotowanego i wysokometanowego (2 punkty wejścia do systemu gazu ziemnego wysokometanowego),
- c) węzły w systemie gazu ziemnego zaazotowanego – 4 punkty wejścia: Krobica, Kotowo, Chynów, Nowe Tłoki,
- d) kopalnie w systemie gazu ziemnego zaazotowanego – 4 punkty wejścia: Mchy, Radlin, Roszków i Szczyllice;

3. **PMG** – 7 instalacji magazynowych w systemie gazu ziemnego wysokometanowego, które podczas realizacji odbioru gazu ziemnego stanowią punkty wejścia do systemu przesyłowego:
- GIM Sanok – obejmująca instalacje magazynowe PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzów i PMG Brzeźnica,
 - GIM Kawerna – obejmująca instalacje magazynowe KPMG Mogilno oraz KPMG Kosakowo, oraz
 - odrębna Instalacja Magazynowa Wierzchowice, w skład, której wchodzi PMG Wierzchowice.

W poniższej tabeli (Tabela 2.71) przedstawiono zdolności przesyłowe międzysystemowych punktów wejścia do polskiego systemu gazowego.

Tabela 2.70. Parametry transgranicznych punktów wejścia do Systemu Przesyłowego

Punkt wejścia	Operator	Przepustowość techniczna		
		mld m ³ /rok	tys. m ³ /h	GWh/h
Faxe	Energinet / GAZ-SYSTEM	10,0		13,41
Santaka	AB Amber Grid / GAZ-SYSTEM	1,9		2,42
Vyrava	Eustream a.s. / GAZ-SYSTEM	5,7		7,25
Drozdowicze	LLC Gas Transmission System Operator of Ukraine / GAZ-SYSTEM S.A.	4,4	500	5,65
Mallnow	GASCADE Gastransport GmbH / GAZ-SYSTEM S.A.	9,1		11,57
Lasów	ONTRAS / GAZ-SYSTEM S.A.	1,6	180	2,03
Cieszyn	NET4GAS / GAZ-SYSTEM S.A.	0,6	111,7	1,17/0,18
Terminal LNG	GAZ-SYSTEM S.A.	6,2		9,47

Źródło: Krajowy dziesięcioletni plan rozwoju systemu przesyłowego na lata 2018-2027, GAZ-SYSTEM S.A.

Zdolności przesyłowe rozumiane są maksymalna zdolność przesyłowa, jaką OSP może zaoferować użytkownikom, biorąc pod uwagę integralność systemu i wymagania eksploatacyjne sieci. Zdolności przesyłowe w latach 2022 - 2005 roku, zaprezentowane zostały w poniższej tabeli

Tabela 2.71. Zdolności przesyłowe gazowych połączeń międzysystemowych według kierunku dostaw

Kierunek dostaw gazu ziemnego	2022	2020	2015	2010	2005
	mln m ³ /rok				
Polska	31 443	27 972	25 541,2	17 861,5	10 290,0
Niemcy	441	448	131,4	131,4	44,0
Czechy	17	0	0,004*	0,0	0,0
Ukraina	476	422	139,3*	0,0	0,0

*Fizyczny przesył gazu ziemnego zrealizowany, dostępna zdolność przesyłowa na tych połączeniach w 2015 r. wyniosła 0

Źródło: Sprawozdania z działalności Prezesa URE za lata 2022, 2020, 2015, 2010, 2005

Terminal LNG w Świnoujściu

W sierpniu 2008 roku Rada Ministrów uznała budowę terminalu LNG za inwestycję strategiczną dla interesu kraju. Prace nad projektem technicznym zostały zakończone w 2009 roku, a sama budowa w 2015 roku. Koszt budowy terminalu wyniósł około 3 mld PLN. Zdolności regazyfikacyjne terminalu były wówczas na poziomie 5 mld m³/rok. Pierwsza dostawa gazu została zrealizowana 17 czerwca 2016 roku. Terminal skroplonego gazu ziemnego (LNG) w Świnoujściu jest obecnie jedną z trzech dużej skali instalacji regazyfikacyjnych, działających w rejonie Morza Bałtyckiego. Pozostałymi terminalami funkcjonującymi w obrębie morza bałtyckiego są terminal FSRU w Kłajpedzie na Litwie oraz terminal FSRU w Inkoo/Paldiski. Inwestycje te w odróżnieniu od terminalu lądowego w Świnoujściu, wykorzystują rozwiązanie w postaci jednostki pływającej typu FSRU (ang. *Floating Storage Regasification Unit*).

Od 1 stycznia 2018 roku do 2034 roku ORLEN S.A. (dawniej PGNiG S.A.) posiada zakontraktowane 100% mocy infrastruktury regazyfikacyjnej terminalu w Świnoujściu.

System Gazociągów Tranzytowych (SGT)

System Gazociągów Tranzytowych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, jest częścią mierzącego około 4 000 km gazociągu biegnącego z Rosji poprzez Białoruś i Polskę do Europy Zachodniej. Właścicielem polskiego odcinka SGT jest System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. w Warszawie, a operatorem polskiego odcinka gazociągu jamalskiego jest Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. W dniu 17 listopada 2010 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał decyzję w sprawie wyznaczenia spółki GAZ-SYSTEM S.A. na niezależnego operatora polskiego odcinka gazociągu jamalskiego, na okres do 31 grudnia 2025 r., który z mocy prawa został przedłużony do 6 grudnia 2068r.

Gazociąg tranzytowy przebiega przez Polskę ze wschodu na zachód, od granicy polsko-białoruskiej w rejonie wsi Kondratki, do granicy polsko-niemieckiej, w rejonie miejscowości Górzycy. Podstawowe dane techniczne gazociągu tranzytowego:

- Ciśnienie robocze - 8,4 MPa,
- Długość - 683,9 km,
- Średnica gazociągu - DN1400,
- 1 fizyczny punkt wejścia – Kondratki, - нефункционujący
- 3 fizyczne punkty wyjścia – Mallnow, Lwówek, Włocławek,
- 5 tłoczni gazu o łącznej mocy ok. 400 MW – TG Kondratki, TG Zambrów, TG Ciechanów, TG Włocławek, TG Szamotuły.

Rozbudowa połączeń międzysystemowych

Za kluczową infrastrukturę, zapewniającą bezpieczeństwo energetyczne kraju poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego, traktowane są Brama Północna (terminal LNG w Świnoujściu oraz Baltic Pipe) i połączenie międzysystemowe z sąsiednimi państwami Unii Europejskiej.

Gazociąg Baltic Pipe

Projekt Baltic Pipe to strategiczny obiekt infrastrukturalny, stanowiący nowy korytarz dostaw gazu na europejskim rynku. Umożliwia on, po raz pierwszy w historii, przesyłanie gazu bezpośrednio ze złóż zlokalizowanych w Norwegii na rynki w Danii i w Polsce, a także do odbiorców w sąsiednich krajach Europy Środkowo – Wschodniej. Jednocześnie Baltic Pipe umożliwia przesył dwukierunkowy tzn. można nim dostarczać gaz z Polski do Danii. GAZ-SYSTEM S.A. we współpracy z duńskim partnerem zakończył inwestycję przed zapowiadzonym terminem, uruchamiając 30 listopada 2022 r. pełną przepustowość 10 mld m³ rocznie.

Realizacja projektu Baltic Pipe obejmowała:

- budowę połączenia podmorskiego systemów gazowych Norwegii i Danii,
- rozbudowę duńskiego systemu przesyłowego (z Zachodu na Wschód),
- budowę tłoczni gazu na terytorium Danii,
- budowę gazociągu podmorskiego łączącego duński i polski system przesyłowy,
- rozbudowę polskiego systemu przesyłowego:
 - budowę gazociągu łączącego gazociąg podmorski z krajowym systemem przesyłowym,
 - budowę gazociągu Goleniów-Lwówek,
 - rozbudowę tłoczni Goleniów,
 - rozbudowa tłoczni Odolanów,
 - budowę tłoczni Gustorzyn.



Rysunek 4.25. Poglądowy schemat gazociągu Baltic Pipe

Źródło: GAZ-SYSTEM S.A.

Rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu

Celem rozbudowy terminalu LNG jest zwiększenie mocy regazyfikacyjnej do 8,3 mld m³ gazu ziemnego rocznie oraz wprowadzenie nowych funkcjonalności tej instalacji. Rozbudowa terminalu obejmuje trzy zadania: zwiększenie zdolności regazyfikacyjnej instalacji technologicznej przez dodatkowe urządzenia SCV (pompy metanowe, regazyfikatory); dodatkowe pojemności poprzez wybudowanie trzeciego zbiornika na skroplony gaz ziemny; zwiększenie elastyczności dostaw do terminalu dzięki budowie drugiego nabrzeża.

W 2022 roku 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 zakłada zwiększenie zdolności regazyfikacyjnej do poziomu ok. 8,3 mld m³/r, poprzez wybudowanie trzeciego zbiornika na skroplony gaz ziemny (ok. 180 tys. m³ wraz z wymaganymi instalacjami i urządzeniami) oraz zwiększenie elastyczności dostaw do terminalu dzięki budowie drugiego nabrzeża wraz z urządzeniami i instalacjami towarzyszącymi. Zakończenie inwestycji - II kw. 2024 r.

Połączenie międzysystemowe Polska-Słowacja

Inwestycja związana z budową połączenia gazowego Polska-Słowacja realizowana była przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. oraz Eustream a.s. Oddanie w 2022 roku do eksploatacji węzła Strachocina i gazociągu Strachocina – granica państwa finalizuje w Polsce ogromne przedsięwzięcie inwestycyjne o nazwie Korytarz Północ-Południe. Ta magistrala gazowa składa się z 15 gazociągów o łącznej długości ponad 860 km, węzła gazowego w Strachocinie i nowej tłoczni w Kędzierzynie-Koźlu.



Rysunek 4.26. Poglądowy schemat połączenia gazowego Polska-Słowacja

Źródło: GAZ-SYSTEM S.A.

Przepustowość połączenia wynosi 5,7 mld m³ gazu ziemnego rocznie w kierunku Polski i 4,7 mld m³ w kierunku Słowacji. W ramach tego projektu zrealizowano następujące inwestycje:

- budowę gazociąg Tworóg-Tworzeń,
- budowę gazociąg Pogórska Wola-Tworzeń,
- budowę gazociąg Strachocina-Pogórska Wola,
- budowę gazociąg Strachocina-granica Polski,
- budowa węzła Strachocina.

Połączenie międzysystemowe Polska-Litwa

Połączenie międzysystemowe Polska-Litwa jest elementem planu integracji systemów gazowych w rejonie północno-wschodniej Europy w rejonie Morza Bałtyckiego. Jako projekt kluczowy dla działań na rzecz integracji rynku energii w rejonie Bałtyku, otrzymał on status PCI. Uruchomione w maju 2022 r. połączenie gazowe Polska-Litwa umożliwi krajom nadbałtyckim na dywersyfikację kierunków i źródeł dostaw gazu ziemnego, w szczególności łącząc je z europejskim rynkiem gazu ziemnego.

Nowy gazociąg przebiega przez województwa mazowieckie, podlaskie i warmińsko-mazurskie, tj. przez obszary ze słabo rozwiniętą infrastrukturą gazową. Tym samym realizacja projektu, połączona z rozwojem sieci dystrybucyjnej, zwiększyła możliwości dostępu do paliw gazowych w północno-wschodniej Polsce.

Zdolność przesyłowa połączenia w kierunku Litwy wynosi 2 mld m³ rocznie oraz 1,9 mld m³ gazu ziemnego w kierunku Polski. Projekt połączenia międzysystemowego Polska-Litwa objęty został dofinansowaniem z instrumentu finansowego CEF-Energy na prace budowlane w wysokości 266,5 mln EUR (w tym dla OGP GAZ-SYSTEM S.A. – 208,5 mln EUR) oraz na prace, które zostały ukończone i rozliczone z ostateczną kwotą dofinansowania dla OGP GAZ-SYSTEM S.A. w wysokości 3,3 mln EUR.

5.2. Infrastruktura do przesyłu energii

5.2.1. 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 2022 roku):

- 303 linii o łącznej długości 15 964 km, w tym:
 - 131 linii o napięciu 400 kV, o łącznej długości 8 562 km,
- 171 linii o napięciu 220 kV, o łącznej długości 7 288 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.

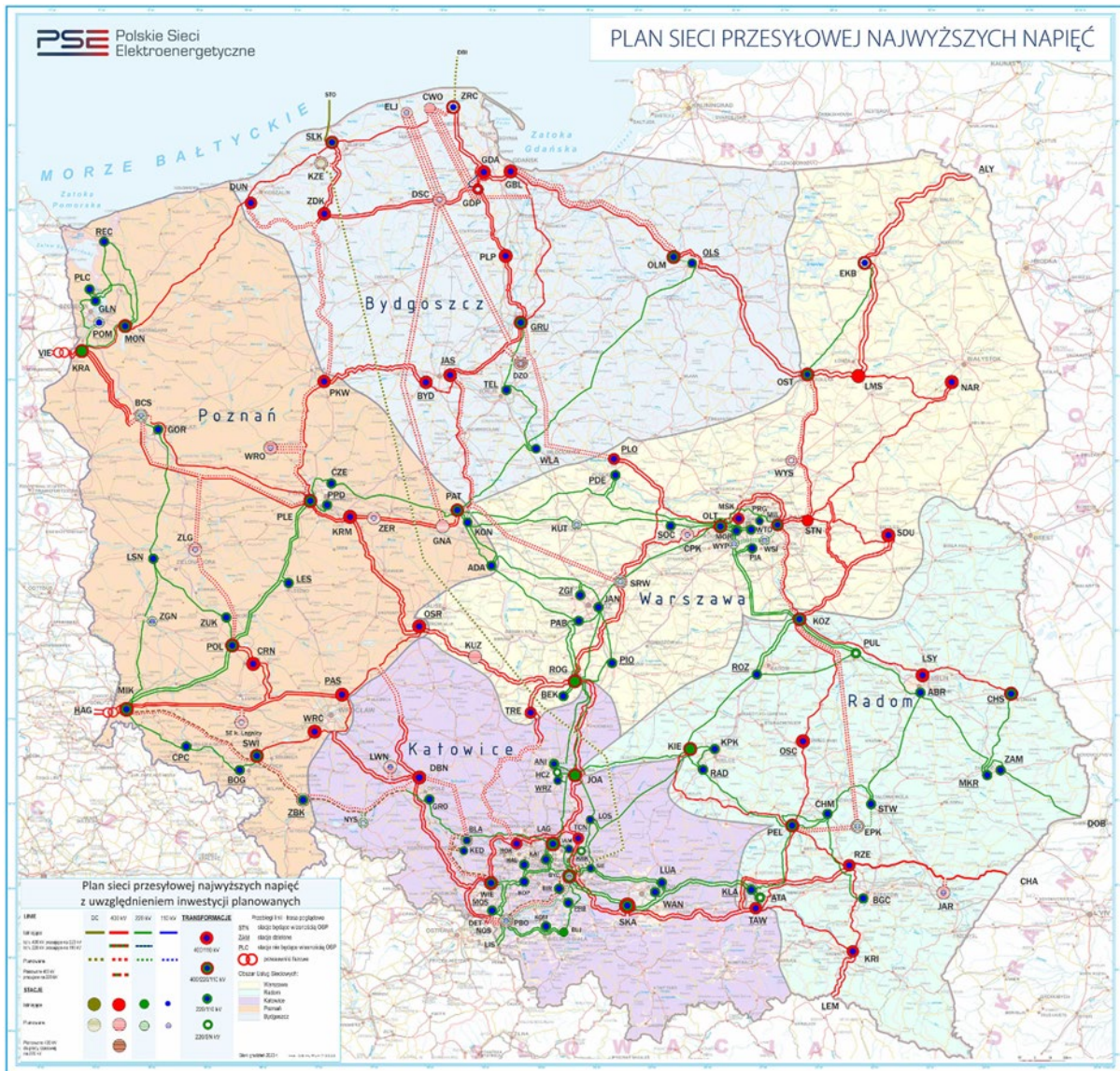
Charakterystykę głównych pozycji infrastruktury technicznej krajowego podsektora przesyłu oraz dystrybucji energii elektrycznej przedstawiono w tabeli (Tabela 2.74). Aktualny schemat sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć, przedstawia rysunek poniżej (Rysunek 2.34).

Tabela 2.72. 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

Wyszczególnienie	Jednostka miary	2005	2010	2015	2020	2022
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 2.27. 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 6,9 mld PLN jest planowane przez PSE do zainwestowania w latach 2023-2024. Z funduszy tych ma powstać kolejne 2 784 nowe linie i 3 stacje elektroenergetyczne.

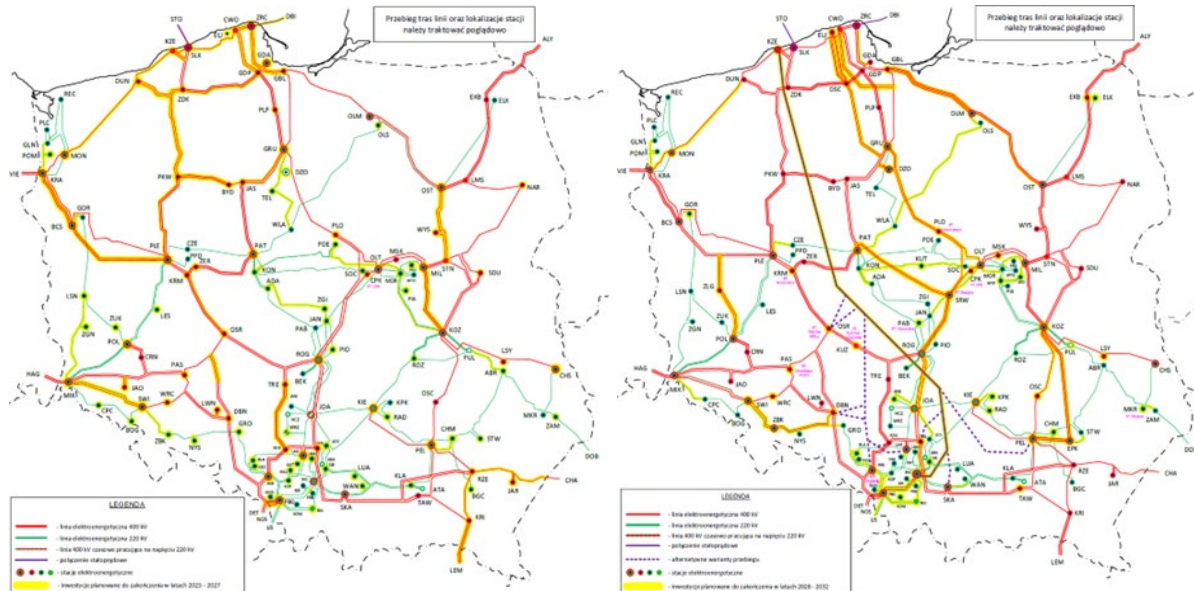
Tabela 2.73. Nakłady inwestycyjne w OSP ogółem [mIn PLN]

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 roku 2040 (z uwzględnieniem perspektywy do roku 2030)

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. opracowuje Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Obowiązująca wersja tego dokumentu obejmuje swoim zakresem analizę rozwoju sieci na okres 2023-2032. Dokument ten stanowi podstawę planowania inwestycji przez krajowego operatora sieci przesyłowych.



Rysunek 2.28. Schemat sieci przesyłowej, inwestycje na lata 2023-2027 (po lewej) oraz 2028-2032 (po prawej)

Źródło: Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego na lata 2023-2032, PSE S.A.

We wspomnianym planie zidentyfikowano 105 działań inwestycyjnych w zakresie rozbudowy i modernizacji sieci, które są w trakcie realizacji oraz kolejne 146 działań planowanych w perspektywie do 2032 roku. W ramach planu przewidziano również zadania z zakresu inwestycji w teleinformatykę sieci przesyłowych w liczbie 56 zadań, a także 29 działania inwestycyjne w zakresie budynków i budowni oraz regulacji stanu prawnego nieruchomości.

W efekcie tych wszystkich działań ma powstać:

- 775 km nowych linii stałoprądowych HVDC,
- 4 875 km nowych linii 400 kV,
- 233 km nowych linii 220 kV,
- 1 820 km zmodernizowanych linii 400 kV,
- 1 334 km zmodernizowanych linii 220 kV,
- 4 500 MVA nowych zdolności transformacji 400/220 kV,
- 23 220 MVA nowych zdolności transformacji 400/110 kV,
- 11 155 MVA nowych zdolności transformacji 220/110 kV,
- 2 100 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 32 mld PLN. Z tej sumy ok. 14,2 mld PLN zostanie przeznaczony na kontynuację zadań przewidzianych w poprzednim Planie Rozwoju Systemu przesyłowego, a 13,1 mld PLN przewidywane jest jako potrzebne do realizacji nowych zadań, wynikających z uwarunkowań systemowych.

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 roku osiągnąć 30% udział sieci kablowych w sieci SN. Według stanu na 2023 rok, 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 roku u co najmniej 80% swoich odbiorców podłączonych na niskim napięciu.

5.2.2. Gaz ziemny

Operatorem systemu przesyłowego gazu ziemnego w Polsce jest spółka OGP GAZ-SYSTEM S.A. Operator gazociągów przesyłowych został wyznaczony decyzją Prezesa URE z 2006 roku. 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 roku.

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

Tabela 2.74. Charakterystyka techniczna Krajowego Systemu Przesyłowego

Element Systemu Przesyłowego	Jednostka	2011	2015	2020	2023
Gazociągi systemowe	km	9 853	10 996	11 056	12 121
Węzły systemowe	szt.	57	58	34	36
Stacje gazowe		869	881	864	828
Tłocznie gazu		14	14	15	14

Źródło: 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 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 domieszanego gazu wysokometanowego w mieszalni gazu Grodzisk Wielkopolski..

Istotnym elementem infrastruktury gazowej są magazyny gazu wysokometanowego. Obecnie funkcjonuje w Polsce siedem magazynów gazu ziemnego. Ich parametry techniczne zostały przedstawione w poniższej tabeli (Tabela 2.77).

Tabela 2.75. Maksymalne zdolności instalacji magazynowych w sezonie 2023/2024

Grupa instalacji	Magazyn	Pojemność czynna		Max. moc zatlaczania		Max. moc odbioru	
		mln m ³	GWh	mln m ³ /dobę	GWh/dobę	mln m ³ /dobę	GWh/dobę
GIM Kawerna	KPMG Mogilno	585,4	6 521,4	9,60	106,9	18,00	200,5
	KPMG Kosakowo	239,4	2 669,3	2,40	26,8	9,60	107,0
GIM Sanok	KPMG Husów	500,0	5 650,0	4,15	46,7	5,76	64,6
	KPMG Strachocina	360,0	4 078,8	2,64	29,7	3,36	37,9
	KPMG Swarzędów	90,0	1 013,4	1,00	11,2	0,93	10,4
	KPMG Brzeźnica	100,0	1 126,0	1,44	16,2	1,44	16,1
GIM Wierzchowice	KPMG Wierzchowice	1 300,0	14 729,0	9,60	107,5	14,40	158,4
SUMA		3 327,72	37 510,9	32,03	358,98	53,47	595,2

Źródło: Gas Storage Poland sp. z o.o.

Prognozy rozwoju sieci przesyłowej gazu ziemnego są przygotowywane przez GAZ-SYSTEM S.A. w ramach Krajowego Dziesięcioletniego Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego. Najnowsza wersja tego dokumentu obejmuje swoim zakresem okres 2024-2033.

5.2.3. Ropa naftowa i paliwa ciekłe

Krajowe złoża ropy naftowej pozwalają na pokrycie zaledwie kilku procent rocznego zapotrzebowania na ten surowiec (w okresie 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 roku 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 10 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 Bazą 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 przesać 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.



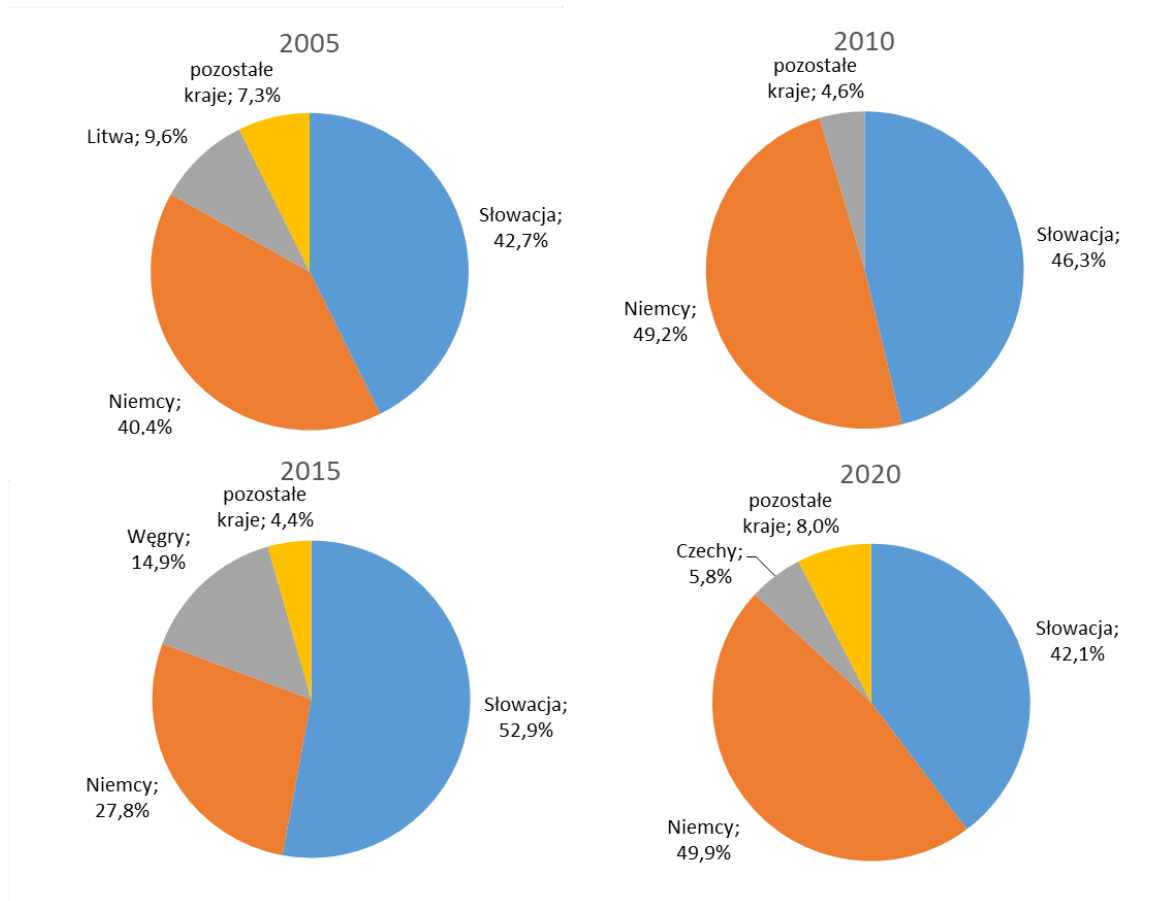
Rysunek 2.29. Poglądowy układ rurociągów produktowych spółki PERN S.A. (stan na 2023 rok)

Źródło: PERN S.A.

W procesie przerobu ropy naftowej, produkcja paliw ciekłych prowadzona jest głównie w rafineriach należących do Grupy ORLEN. W 2022 roku miało miejsce połączenie Grupy LOTOS, 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 hydrowy rafinowanych oraz prowadzą regenerację olejów przepracowanych.
- Rafineria ORLEN Lietuva w Możejkach (Litwa) – jest jedynym tego typu zakładem na rynku państw bałtyckich i dysponuje mocą przerobową 10,2 mln ton/rok.
- Rafineria ORLEN Unioetrol w Kralupach i Litwinovie (Czechy) – dysponują łącznymi mocami przerobowymi 8,7 mln ton/rok.



Rysunek 2.30. Kierunki importu benzyn silnikowych w roku 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 PKN ORLEN S.A., posiadający ok. 1 811 stacji. Drugim polskim operatorem pod względem liczby użytkowanych stacji paliw w 2020 roku 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 do podmiotom zagranicznym, w celu uniknięcia szkodliwej dla konkurencyjności koncentracji sektora stacji paliwowych.

Koncerny zagraniczne posiadały w 2020 roku 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, a nierzadko także hipermarketów, podejmuje współpracę z partnerem posiadającym silną markę oraz stabilną pozycję rynkową.

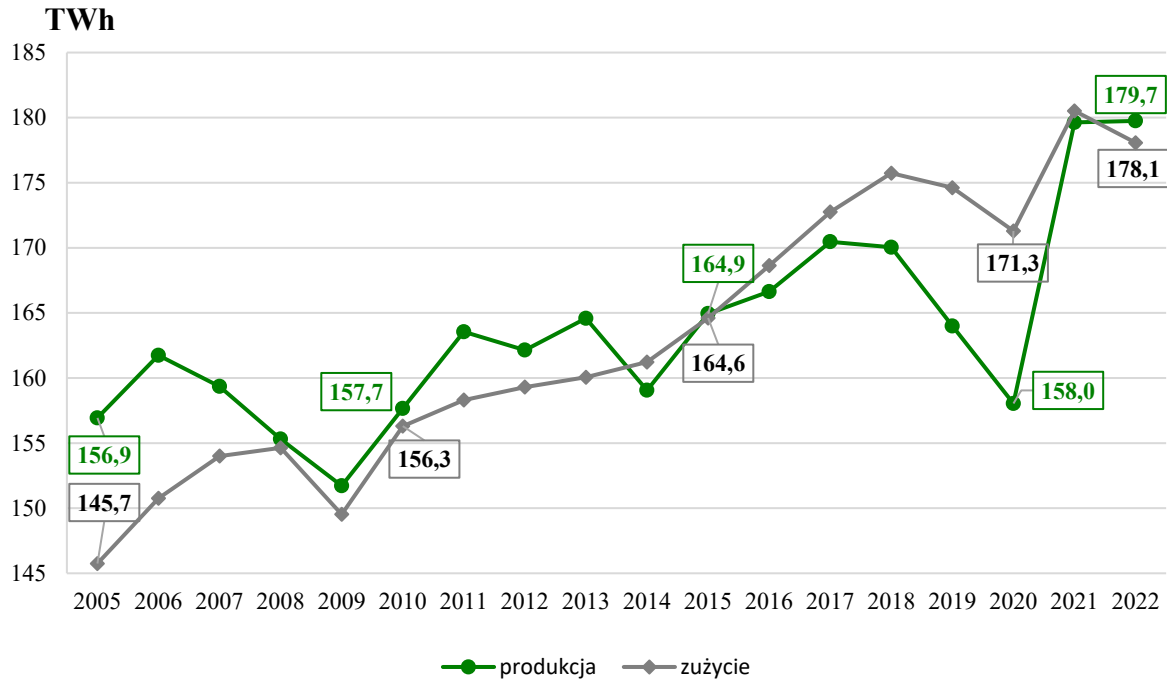
Ceny paliw ciekłych nie podlegają regulacji Prezesa URE. Są one wyznaczone na zasadach rynkowych – zasadniczo uzależnione są od cen ropy naftowej na rynkach światowych, wysokości stawek podatku akcyzowego i VAT oraz opłaty paliwowej, a także od kursu USD.

5.3. Rynek energii elektrycznej i gazu ziemnego, ceny energii

Obecna sytuacja na rynkach energii elektrycznej i gazu ziemnego z uwzględnieniem cen energii

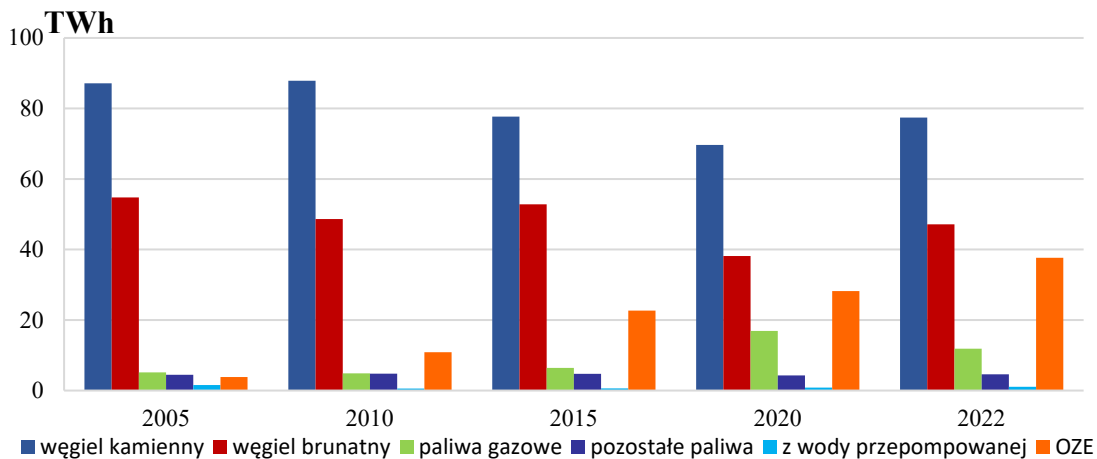
Rynek energii elektrycznej

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 roku 2022 było niższe od produkcji o około 1,7 TWh, tj. o 0,9% (Rysunek 2.40). W strukturze produkcji energii elektrycznej obserwowany jest trend powolnej zmiany miksu energetycznego, co wynika ze zmiany uwarunkowań prawnych i rynkowych (Rysunek 2.41). 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 roku udział węgla w strukturze wytwarzania był mniejszy niż w 2022 roku 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.



Rysunek 2.31. Produkcja ogółem energii elektrycznej w latach 2005 – 2022

Źródło: ARE SA



Rysunek 2.32. Produkcja energii elektrycznej wg nośników energii w latach 2005, 2010, 2015, 2016

Źródło: ARE S.A.

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

W roku 2022 wytwórcy energetyki zawodowej sprzedali ogółem 124,6 TWh energii, tj. o około 11,2% więcej niż w roku 2020 (112,0 TWh), a 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 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 obliga 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 roku 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 roku o 9,4 punktu procentowego, natomiast w stosunku do roku 2015 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 2.78).

Tabela 2.76. Struktura sprzedaży energii elektrycznej w elektrowniach zawodowych ciepłych

Lata	Sprzedaż energii elektrycznej						
	Ogółem	Przedsiębiorstwa obrotu ¹⁾	rynek giełdowy TGE	w tym:			
				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 (zmiany, które weszły w życie z dniem 11 marca 2011 r.) 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 2.79).

Tabela 2.77. 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	EUR2020	GWh	EUR2020	GWh	EUR2020	GWh	EUR2020	GWh	EUR2020
		/MWh		/MWh		/MWh		/MWh		/MWh
Elektrownie ciepłe PW ¹⁾	5 359	38,1	1 363	65,2	2 856	53,1	1 897	57,5	1 725	89,9
w tym: odbiorcy posiadający umowy kompleksowe	1 025	45,5	388	67,2	2 232	53,9	1 769	56,4	1 622	88,9
Ec. Niezależne	-	-	1 501	64,7	1 057	54,4	1 218	65,2	1 120	106,5
w tym: odbiorcy posiadający umowy kompleksowe	-	-	-	-	836	53,6	700	60	547	93,8
Przedsiębiorstwa obrotu PO	3 969	36,8	6 308	61,8	13 907	52,8	21 045	68,3	28 661	119,1
odbiorcy posiadający umowy kompleksowe	-	-	-	-	10	55,9	3 134	82,1	3 480	98,5
odbiorcy posiadający umowy sprzedaży	3 969	36,8	6 308	61,8	13 898	52,8	17 911	65,5	25 181	122,2
w tym: - na WN+NN	2 752	36,8	2 218	60	2 073	45,3	4 555	53,3	5 099	145,2
- na SN	1 213	36,4	3 764	62,3	7 874	53,5	10 345	65,5	16 437	120,4
- na nN	3	107,4	325	68,7	3 950	55,5	3 011	73,9	3 645	114,6
Przedsiębiorstwa obrotu PO _{SD}	98 705	40,3	108 954	68,5	107 517	58,7	113 003	69,2	106 759	101,4
odbiorcy posiadający umowy kompleksowe	95 531	40,3	86 802	70,1	60 512	64,8	56 761	72,7	54 174	100,6
- na WN+NN	14 311	36,6	7 588	62,3	3 629	50,4	2 153	60,9	1 876	132,3
- na SN	33 392	38,1	27 439	69,9	16 400	58,9	13 312	73,2	12 109	110,5
- na nN	47 796	43	51 775	71,4	40 484	68,5	41 296	73,1	40 190	96,2
odbiorcy posiadający umowy sprzedaży	3 174	36,2	22 152	62,2	47 005	50,9	56 242	65,7	52 585	102,2
- na WN+NN	3 139	36,2	12 965	59,7	16 849	43,6	17 728	58,2	15 837	106,6
- na SN	35	36,5	7 328	65,2	21 080	53,4	27 742	68,4	27 524	100,9
- na nN	-	-	1 858	67,7	9 076	58,5	10 773	71	9 224	98,5
RAZEM²⁾	108 036	40	118 126	68,1	125 339	57,9	137 197	68,9	138 313	101,2

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 „zasiedziaste” 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 roku wynosił 7%, w 2010 r. 24% natomiast w ostatnich latach przekroczył 56% ogółu sprzedaży energii elektrycznej.

Rynek gazu ziemnego

W grudniu 2012 roku nastąpił ważny krok w kierunku liberalizacji polskiego rynku gazu poprzez uruchomienie na Towarowej Giełdzie Energii giełdy gazu. 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 roku zwiększono ilość do 55%, natomiast rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z 2022 roku ustaliło poziom nie mniejszy niż 30%. TGE S.A. w 2022 roku prowadziła na rynku sprzedaży paliw gazowych: 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 na sprzedaż gazu do odbiorców hurtowych, sprzedaż gazu LNG i CNG, na sprzedaż tego paliwa do odbiorców końcowych dokonujących zakupu jego zakupu w punkcie wirtualnym oraz w trybie przetargów, aukcji i zamówień publicznych. W dniu 1 października 2017 r. zniesiony został obowiązek przedkładania do zatwierdzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki taryf na sprzedaż gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotanowego odbiorcom końcowym niebędącym gospodarstwami domowymi. Do końca 2027 r. Prezes URE prowadził będzie nadzór nad taryfami (tj. cenami maksymalnymi) dla gazu sieciowego sprzedawanego do gospodarstw domowych.

Rynek gazu w Polsce działa na dwóch poziomach:

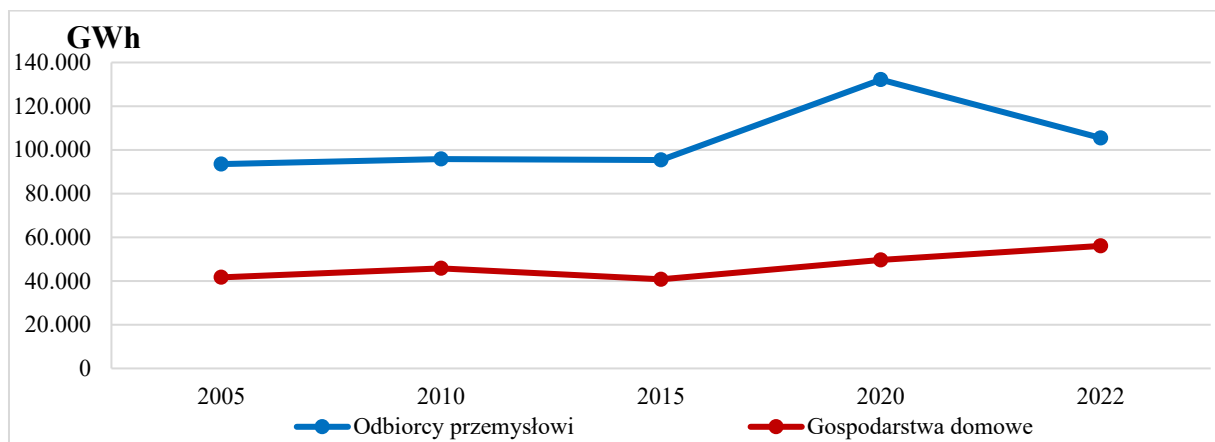
- **ryнку hurtowego** – sprzedaż gazu dla dużych odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej lub do spółek dystrybucyjnych bądź też spółek obrotu (na koniec 2022 r. koncesje na obrót paliwami gazowymi na rynku hurtowym posiadało 176 podmiotów, z czego 89 przedsiębiorstwa aktywnie uczestniczyły w obrocie gazem ziemnym),
- **ryнку detalicznego** – sprzedaż gazu dla odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

W 2022 roku sprzedaż gazu do odbiorców końcowych nadal zdominowana była przez przedsiębiorstwa z grupy kapitałowej ORLEN (dawniej PGNiG S.A.), a udział sprzedawców alternatywnych na rynku detalicznym uległ spadkowi. Udział grupy kapitałowej ORLEN w sprzedaży gazu do odbiorców końcowych wyniósł nieco ponad 89% (wobec 86% w 2020 roku). Pozostała sprzedaż gazu do odbiorców końcowych realizowana było przez inne spółki obrotu dokonujące sprzedaży w kraju. W 2022 roku przedsiębiorstwa gazownicze sprzedały do odbiorców końcowych 181 905 GWh gazu ziemnego, w 2020 roku było to 197 120 GWh (Tabela 2.80).

Tabela 2.78. Sprzedaż gazu ziemnego (GWh)

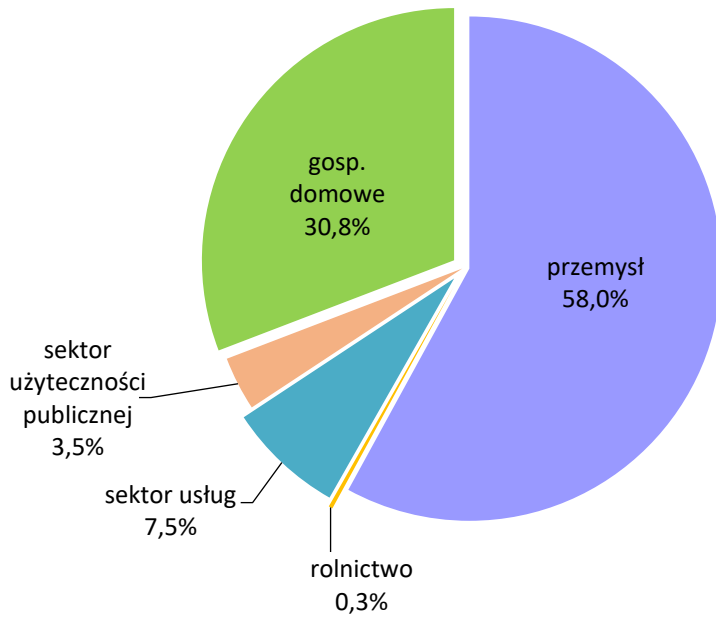
	2005	2010	2015	2020	2022
Sprzedaż ogółem	153 200	157 211	150 192	197 120	181 905
Odbiorcy przemysłowi	93 504	95 816	95 390	132 138	105 451
Gospodarstwa domowe	41 698	45 788	40 783	49 640	56 066

Źródło: ARE S.A.



Rysunek 2.33. Sprzedaż gazu ziemnego odbiorcom przemysłowym i gospodarstwom domowym w latach 2005, 2010, 2015, 2020, 2022 (GWh)

Źródło: ARE S.A.



Rysunek 2.34. Struktura sprzedaży gazu odbiorcom końcowym w podziale na sektory (GWh) – stan na koniec roku 2022

Źródło: ARE S.A.

Krajowe wydobycie gazu ziemnego wynosiło w 2022 roku 42 225 GWh (43 653 GWh w 2020 roku). Całkowity przywóz gazu ziemnego, tj. suma importu i nabycia wewnątrz-wspólnotowego, wyniósł w 2022 roku 164 364 GWh, natomiast w 2020 r. było to 187 000 GWh.

Tabela 2.79. Wydobycie i import gazu ziemnego w latach 2005, 2010, 2015

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

Źródło: ARE S.A.

6. Wymiar „badania naukowe, innowacje i konkurencyjność”

6.1. Obecna sytuacja sektora technologii ograniczających emisje i jego pozycja na rynku globalnym

W rozdziale oceniono konkurencyjność strategicznych technologii neutralnych emisyjnie określonych w akcie Unii Europejskiej pn. „Plan przemysłowy Zielonego Ładu” w sprawie przemysłu neutralnego emisyjnie. Zawiera ona przegląd przeobrażeń, jakim podlegają technologie i rynki, aby możliwe stało się osiągnięcie celów Europejskiego Zielonego Ładu i planu REPowerEU. W proponowanym dokumencie w sprawie przemysłu neutralnego emisyjnie, określono osiem strategicznych technologii neutralnych emisyjnie służących osiągnięciu celu „Fit for 55” na 2030 r., jakim jest redukcja emisji gazów cieplarnianych netto o co najmniej 55% w porównaniu z poziomami z 1990 r. Są to technologie dotyczące energii słonecznej (technologie fotowoltaiczne i technologie słonecznej energii cieplnej), technologie lądowej energii wiatrowej i technologie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych na morzu, elektrolizery i ogniwa paliwowe, technologie magazynowania energii w akumulatorach, zrównoważone technologie biogazu/biometanu, technologie wychwytywania i składowania dwutlenku węgla, pompy ciepła i technologie energii geotermicznej oraz technologie sieciowe. W proponowanym akcie UE określa ogólny główny poziom referencyjny dla każdej z wymienionych strategicznych technologii neutralnych emisyjnie, którego celem jest zapewnienie, aby do 2030 r. unijna moc produkcyjna strategicznych technologii neutralnych emisyjnie zbliżyła się do poziomu lub osiągnęła poziom co najmniej 40% rocznych potrzeb Unii w zakresie wdrażania.

Fotowoltaika

Fotowoltaika jest najszybciej rozwijającą się technologią wytwarzania energii elektrycznej. Zapewnia ona tańszą energię elektryczną niż elektrownie na paliwa kopalne w większości państw. Odgrywa ona kluczową rolę we wszystkich scenariuszach osiągnięcia neutralnego dla klimatu systemu energetycznego. W 2022 r. w UE za pomocą energii fotowoltaicznej wygenerowano już 7% produkcji energii elektrycznej z łącznej mocy zainstalowanej wynoszącej 212 GWp. Celem strategii UE na rzecz energii słonecznej jest osiągnięcie mocy 720 GWp zainstalowanej do 2030 r., co stanowi czterokrotny wzrost w stosunku do poziomów z 2021 r. Łańcuch wartości związany z fotowoltaiką jest zdominowany przez kraje azjatyckie, w szczególności Chiny. Europejski sojusz na rzecz przemysłu fotowoltaicznego uruchomiony 9 grudnia 2022 r. ma jednak na celu zwiększenie mocy produkcyjnej UE, tak aby do 2025 r. osiągnąć poziom co najmniej 30 GWp w całym łańcuchu dostaw. Istnieje jednak silna konkurencja międzynarodowa w przyciąganiu inwestycji produkcyjnych.

Instalacje fotowoltaiczne w bardzo dużym stopniu opierają się na technologii płytek z krzemu krystalicznego (polikrzemu), która nadal zwiększa efektywność konwersji energii i ogranicza zużycie materiałów. W 2022 r. moduły komercyjne zapewniały średnią efektywność na poziomie 21,1%, a maksymalnie 24,7%. Innowacyjne materiały, takie jak perowskity, dają możliwość dalszego zwiększenia efektywności konwersji energii. W maju 2023 r. urządzenie tandemowe perowskitowo-krzemowe ustanowiło nowy rekord efektywności na poziomie 33,7%. Trwają prace nad liniami pilotażowymi tych tandemów, również w UE, ale produkty komercyjne nie są jeszcze dostępne.

W 2022 roku przedsiębiorstwa unijne prowadziły działalność w zakresie produkcji krzemu, wlewków/płytek, ogniw, modułów i falowników oraz oferowały produkty komercyjne. Produkcja falowników pozostaje zdecydowanie największym segmentem w produkcji energii słonecznej w UE,

a zdolności produkcyjne osiągają prawie 70 GW, czyli o około 5 GW więcej niż w 2021 r. W UE znajduje się również jeden z głównych producentów polikrzemu, który prowadzi wywóz głównie do Chin. Na początku 2023 r. nominalne zdolności produkcyjne w zakresie modułów w UE wyniosły 8,28 GW rocznie, w zakresie ogniw – 0,86 GW rocznie, a w zakresie wlewków i płytek – 1,4 GW rocznie. Szacuje się, że w 2022 r. producenci unijni zmontowali moduły o mocy około 4 GW (10% rynku), głównie z importowanych ogniw.

W 2022 roku chińskie przedsiębiorstwa zapewniły co najmniej trzy czwarte światowych mocy produkcyjnych na wszystkich etapach łańcucha dostaw fotowoltaiki i były głównymi eksporterami płytek, ogniw i modułów. Chińskie przedsiębiorstwa odpowiadają ponadto za ponad 80% światowej produkcji polikrzemu. W 2022 roku ceny energii fotowoltaicznej utrzymywały się zasadniczo na stabilnym poziomie – cena głównych modułów wynosiła 0,35 EUR/W – ale w pierwszej połowie 2023 r. zaczęły ponownie spadać ze względu na ogromną konkurencję i nadwyżkę podaży komponentów w całym łańcuchu wartości. We wrześniu 2023 r. cena osiągnęła rekordowo niski poziom niemal 0,22 EUR/Wp, co utrudnia unijnym producentom opłacalną produkcję.

W 2022 roku rynek fotowoltaiki nadal znacząco rósł, a globalna moc zainstalowana wynosiła 1 185 GWp (wzrost o 230 GWp w ujęciu rok do roku). Chiny były największym jednolitym rynkiem odpowiadającym za moc na poziomie około 90 GWp. Był to rekordowy rok dla UE, w której moc zainstalowana wyniosła 41 GWp (udział na poziomie 18%). Za ten wzrost odpowiadały głównie Hiszpania (8,1 GWp), Niemcy (7,5 GWp), Polska (4,9 GWp) i Niderlandy (3,9 GWp). Szczególnie silny był sektor budynków mieszkalnych, którego udział przekroczył 50%. Wysokie ceny energii elektrycznej przyczyniły się do zwiększenia konkurencyjności fotowoltaicznej energii elektrycznej (której uśredniony koszt użytkowania na skalę przemysłową jest najniższy w przypadku dowolnej technologii na niemal wszystkich rynkach).

Energia słoneczna termiczna

Jak stwierdzono w strategii UE na rzecz energii słonecznej, energia słoneczna termiczna może znacząco przyczynić się do obniżenia emisyjności systemu energetycznego. W ramach technologii energii słonecznej termicznej, wykorzystuje się niewielkie ilości lub w ogóle nie wykorzystuje się surowców krytycznych oraz można osiągnąć wysoki stopień recyklingu.

Na całym świecie działają elektrownie wykorzystujące skoncentrowaną energię słoneczną (CSP) o łącznej mocy 6,4 GW. Za moc w UE na poziomie 2,4 GW niemal w całości odpowiada Hiszpania. W Zjednoczonych Emiratach Arabskich, Chinach i Republice Południowej Afryki budowane są nowe elektrownie, które do 2025 r. mogą zwiększyć moc o 1,8 GW. Od 2014 r. w UE nie uruchomiono żadnych nowych elektrowni, ale Hiszpania planuje zwiększenie mocy o co najmniej 2 GW do 2030 r.

Istnieje szereg zastosowań technologii ogrzewania i chłodzenia energią słoneczną w budynkach, sieciach ciepłowniczych i procesach przemysłowych. Aktualne uśrednione koszty ogrzewania/chłodzenia (20 - 110 EUR/MWh w Europie) mogą być konkurencyjne w stosunku do ogrzewania gazowego, szczególnie na obszarach o znacznych zasobach energii słonecznej. Ogólny udział w rynku UE jest nadal niewielki i wynosi 0,678 TWh (0,1%), w porównaniu z łącznym zapotrzebowaniem na ciepło pochodne wynoszącym 651 TWh w 2021 r. Ze zgłoszonych informacji wynika, że unijny sektor kolektorów z ostoną przezroczystą wzrósł w 2022 r. o 10%. Jest to wskaźnik korzystny, choć poniżej poziomu niezbędnego do potrojenia mocy produkcyjnych w latach 2021–2030, jak zaproponowano w strategii UE na rzecz energii słonecznej. Systemy wykorzystujące energię słoneczną termiczną zasilają systemy ciepłownicze w 264 dużych i małych miastach w Europie (co odpowiada mniej niż 5% z 6000 użytkowanych sieci). Przedsiębiorstwa z UE odpowiadają za dużą część dostaw na unijnym rynku słonecznych systemów podgrzewania ciepłej wody użytkowej oraz za wywóz tych systemów. W 2022 r. przedsiębiorstwa te musiały zmierzyć się ze znaczącymi zakłóceniami w łańcuchu dostaw.

Lądowa i morska energia wiatrowa

Energia wiatrowa odgrywa istotną rolę w osiągnięciu przez UE neutralności pod względem emisji dwutlenku węgla. W planie REPowerEU wezwano do szybszej instalacji mocy w zakresie energii wiatrowej w celu zainstalowania do 2030 r. 510 GW mocy w zakresie energii wiatrowej. Według prognoz,

udział energii wiatrowej w zdolnościach wytwórczych energii elektrycznej w UE w 2030 r. wyniesie 31%. Jednocześnie unijny sektor energii wiatrowej stoi w obliczu szeregu wyzwań. Aby rozwiązać te problemy i zwiększyć konkurencyjność UE w sektorze energii wiatrowej, Komisja przyjęła plan działania na rzecz energii wiatrowej.

W 2022 r. łączna moc zainstalowana w UE wynosiła 204 GW (189 GW w ramach energii lądowej; 16 GW w ramach energii morskiej). W 2022 r. zainstalowano 16,2 GW (15 GW w ramach energii lądowej; 1,2 GW w ramach energii morskiej), co oznacza wzrost o niemal 50% w porównaniu z rokiem 2021. Przemysł planuje instalację 20 GW mocy wytwórczej energii wiatrowej rocznie w UE w ciągu najbliższych 5 lat, czyli poniżej poziomu 30 GW/rok potrzebnego do osiągnięcia celów na 2030 r. Ogólnie rzecz biorąc, na pozycji lidera pod względem mocy elektrowni wiatrowych utrzymują się Chiny, których łączna moc wynosi 334 GW (31 GW w ramach energii morskiej), przy czym w 2022 r. dodano 37,6 GW, w tym 5 GW w ramach energii morskiej. UE plasuje się na drugim miejscu, a USA na trzecim miejscu – całkowita moc wynosząca 144 GW. Nowa łączna moc wytwórcza energii wiatrowej zainstalowana na świecie w 2022 r. wyniosła 68 GW w ramach energii lądowej i 9 GW w ramach energii morskiej. W styczniu 2023 r. państwa członkowskie UE zawarły niewiążące porozumienia w sprawie celów w zakresie energii z morskich źródeł odnawialnych w podziale na baseny morskie, dzięki którym łączna moc w UE ma wynieść 109–112 GW do 2030 r., 215–248 GW do 2040 r. i 281–354 GW do 2050 roku.

Unijny sektor energii wiatrowej pozostaje jednym z najsilniejszych podmiotów na rynku światowym. W 2022 roku udział unijnych producentów w unijnym rynku energii wiatrowej wyniósł 85%, a w rynku światowym – 30%, co stanowi spadek z poziomu 42% osiągniętego w 2019 r. W szczególności w przypadku sektora morskiego udział unijnych przedsiębiorstw w rynku instalacji w UE w 2022 r. wyniósł 94%.

Baterie

Baterie odgrywają kluczową rolę w przejściu na czystą energię, zarówno w transporcie, jak i w zastosowaniach stacjonarnych. W ramach realizacji unijnych celów takich jak przejście w UE wyłącznie na bezemisyjne nowe pojazdy lekkie do 2035 r., zwiększenie konkurencyjności w skali globalnej, osiągnięcie unijnych celów politycznych i zapobieganiu powstawaniu nowych zależności od paliw kopalnych. UE znacznie zwiększa wewnętrzną produkcję baterii.

Produkcja baterii w UE ma osiągnąć poziom 458 GWh do 2025 r. i 1 083 GWh do 2030 roku, co ma pozwolić na zaspokojenie prognozowanego zapotrzebowania w UE. Europejski sojusz na rzecz baterii odgrywa w tym kontekście kluczową rolę, a w 2022 r. europejska sieć przemysłowa w dziedzinie baterii w ramach sojuszu wzrosła z 750 do 800 członków z całego łańcucha wartości. Do tej pory europejski ekosystem baterii odpowiada za zobowiązania inwestycyjne, głównie prywatne, o wartości około 180 mld EUR.

Pomimo ogólnego spadku na unijnym rynku samochodów w 2022 r. sprzedaż pojazdów elektrycznych o napędzie w pełni akumulatorowym (BEV) w UE wzrosła o 28% w porównaniu z 2021 r., co odpowiada 12,1% (1,12 mln) z 9,1 mln pojazdów sprzedawanych na rynkach UE. Łącznie BEV, pojazdy elektryczne typu plug-in i hybrydowe pojazdy elektryczne stanowiły w 2022 r. 44,1% sprzedaży samochodów w UE. Tendencja wzrostowa utrzymuje się i w październiku 2023 r. w UE-27 sprzedano samych BEV 819 000 i 1,288 mln wszystkich pojazdów elektrycznych typu plug-in. Na całym świecie tendencja ta wskazuje na 14 mln pojazdów do końca 2023 r. (+35% w porównaniu z 2022 r.), co może stanowić 18% całkowitej sprzedaży samochodów w 2023 r.

Chociaż większość baterii trafi do sektora motoryzacyjnego, stacjonarne magazynowanie również rośnie wykładniczo. Przewiduje się, że do końca 2023 r. na całym świecie zainstalowane zostaną systemy magazynowania energii o pojemności 154 GWh, czyli o 102% więcej niż w 2022 roku, z czego około 10% ma zostać zainstalowane w UE.

Mimo że światowa produkcja wzrosła o 180% w porównaniu z 2017 r., po raz kolejny bardzo wysoki światowy popyt na lit w 2022 r. przekroczył podaż. W 2022 r. około 60% popytu na lit, 30% popytu na kobalt i 10% popytu na nikiel dotyczyło baterii do pojazdów elektrycznych (odpowiednio 15%, 10% i 2%

w 2017 r.). Po dziesięciu latach, w których ceny głównie spadały, pomimo rosnącego udziału tańszych substancji chemicznych, takich jak fosforan litowo-żelazowy (LFP), średnie ceny zestawów baterii litowo-jonowych (LIB) osiągnęły w 2022 r. poziom 136 EUR/kWh, co oznacza wzrost o 7% w porównaniu z 2021 r. W Europie, ze względu na wyższe koszty produkcji, średnie ceny w 2022 r. wynosiły 152 EUR/kWh i były o 24% wyższe niż w USA i o 33% wyższe niż w Chinach. Według BloombergNEF udział Europy w światowych zapowiedziach inwestycji w zdolności produkcyjne w zakresie baterii litowo-jonowych (LIB) spadł z 41% w 2021 r. do 2% w 2022 r. Należy pamiętać, że takie zapowiedzi dużych inwestycji mają zazwyczaj charakter „ryczałtowy” i nie są zgodne ze schematem liniowym. Zgodnie z prognozami z połowy 2023 r. Stany Zjednoczone wyprzedzą w 2031 r. unijne zdolności produkcyjne UE w zakresie baterii. Podczas gdy USA dodały 436 GWh (wzrost o 57,9%) do przygotowywanych projektów od rozpoczęcia obowiązywania ustawy o obniżeniu inflacji, UE dodała jedynie 25 GWh (3%). Biorąc pod uwagę wsparcie zapewnione w ustawie o obniżeniu inflacji i niższe ceny energii w USA, rzeczywista cena baterii w UE byłaby o 40% wyższa niż w USA, co oznacza do 4 000 EUR wyższe koszty baterii do europejskich BEV, czyli lukę cenową, która może mieć negatywny wpływ na wprowadzanie zdolności produkcyjnych w UE.

Stale rośnie również unijny rynek baterii stacjonarnych. W pierwszym kwartale 2023 r. zainstalowana baza magazynowania energii w sieciach energetycznych (z wyjątkiem elektrowni szczytowo-pompowych) w UE wynosiła około 11 GW/14,7 GWh magazynów energii, z czego ~5,3 GW/55,6 GWh stanowiły instalacje przyłączane do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej. Co najmniej ~19 GW/42,3 GWh magazynów energii przyłączanych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej jest obecnie w fazie rozwoju. Aby jednak osiągnąć unijne cele pakietu „Fit for 55” i REPowerEU, należy szybko wprowadzić wdrażanie stacjonarnego magazynowania energii, aby osiągnąć prognozowane zapotrzebowanie na poziomie 200 GW do 2030 r.

Obecnie szacuje się, że do 2030 r. zapotrzebowanie UE na baterie litowe wyniesie około 1 TWh. Chociaż Chiny nadal pokrywają większość nadmiernego popytu w UE, unijne inwestycje prywatne w lokalną produkcję baterii skłonią przedsiębiorstwa do budowy zakładów w pobliżu linii produkcyjnych pojazdów elektrycznych w celu obniżenia kosztów transportu. Pomimo potencjalnie negatywnego wpływu ustawy o obniżeniu inflacji na rozwój łańcuchów wartości baterii w UE, tempo budowy fabryk baterii w całej Europie rośnie i przewiduje się, że do 2030 r. zaspokoją one większość popytu w UE.

Pompy ciepła

Komisja Europejska przygotowuje plan działania UE mający na celu przyspieszenie wdrażania pomp ciepła. W osiemnastu państwach członkowskich UE objętych Europejską Organizacją Pomp Ciepła (EHPA), pod koniec 2022 r. działało 17,4 mln indywidualnych pomp ciepła, przeznaczonych głównie do ogrzewania. Ich sprzedaż wzrosła w 2022 r. o 41% do 2,75 mln sztuk. W pierwszej połowie 2023 r. sprzedaż pomp ciepła w UE nadal rosła, podczas gdy w niektórych państwach, takich jak Włochy, sprzedaż spadła w porównaniu z pierwszą połową 2022 r. ze względu na zmieniające się krajowe systemy wsparcia i niekorzystne relacje cen energii elektrycznej do gazu. Scenariusze dekarbonizacji oparte na modelach wykazały wysoki potencjał wzrostu. Na przykład według modelu POTENCIA opracowanego przez JRC liczba indywidualnych pomp ciepła wykorzystywanych głównie do ogrzewania w UE (13 mln w 2020 r.) ma wzrosnąć 2,5-krotnie do 2030 r. i prawie 10-krotnie do 2050 r. Oczekuje się, że do 2050 r. moc rządów spadnie o połowę dzięki lepszej izolacji budynków; jest to zgodne z ambitnym celem planu REPowerEU polegającym na zainstalowaniu co najmniej 30 mln pomp ciepła do 2030 r.

System ciepłowniczy może być preferowanym wariantem ogrzewania na gęsto zaludnionych obszarach miejskich, na których duże pompy ciepła mogą pozyskiwać energię słoneczną, geotermalną lub nadmiar ciepła z procesów przemysłowych lub miejskich. W projekcie europejski program działań w związku z ociepleniem szacuje się, że do 2050 r. potencjalny udział w rynku systemów ciepłowniczych w Europie wyniesie 50%, przy czym około 25–30% mocy wytwórczych opiera się na dużych elektrycznych pompach ciepła. Mogłoby to pokryć aż do 38% całkowitej produkcji ciepła w systemach ciepłowniczych.

Potencjał techniczny przemysłowych pomp ciepła różni się w zależności od sektora – od około 65% ciepła technologicznego w przemyśle papierniczym, 40% w przemyśle spożywczym do 25% w przemyśle

chemicznym. W samej Europie można by zastosować pompy ciepła o łącznej mocy 15 GW w prawie 3 000 instalacji.

Szacuje się, że w 2021 r. zdolność produkcyjna UE pokryła 75% popytu w UE na indywidualne wodne pompy ciepła. Producenci wodnych pomp ciepła inwestują na niespotykaną dotąd skalę i w bezprecedensowym tempie w moce produkcyjne w Europie, inwestując w latach 2023–2026 prawie 5 mld EUR, a także w nową platformę promującą wdrażanie pomp ciepła utworzoną w celu przyspieszenia ich wprowadzania. W przypadku dużych pomp ciepła do zastosowań komercyjnych i sieciowych europejski przemysł ma dominującą pozycję na rynku. Również w przypadku przemysłowych pomp ciepła na rynku działa 17 producentów z UE, 8 z Norwegii i tylko 3 producentów spoza Europy (wszyscy z siedzibą w Japonii). Ich główne komponenty (np. sprężarki) są produkowane lokalnie.

Energia geotermalna

Głęboka energia geotermalna ma najwyższy współczynnik wykorzystania mocy ze wszystkich odnawialnych źródeł energii (który może przekroczyć 80%), niskie koszty operacyjne i rozbudowaną bazę produkcyjną. W 2022 r. moc energii geotermalnej z głęboko położonych złóż osiągnęła 16,1 GWe na świecie, z czego 877 MWe w UE. W 2022 r. w Europie nie uruchomiono żadnego nowego zakładu, a globalny wzrost o 286,4 MWe, głównie w Kenii, Indonezji i USA, był niższy od rocznej tendencji sprzed pandemii wynoszącej 3%. Bardziej obiecujące jest to, że od 2010 r. bezpośrednio wykorzystanie ciepła geotermalnego w UE odnotowuje stały wzrost o 9%, zwłaszcza w systemach ciepłowniczych i chłodniczych. Obecnie istnieje 261 systemów, w których wykorzystuje się bezpośrednio ciepło geotermalne, przy czym w 2022 r. dodano 12 nowych systemów (5 w samej Francji).

Turbiny do produkcji energii geotermalnej są produkowane głównie przez kilka dużych, w większości pozaeuropejskich, korporacji przemysłowych, takich jak Toshiba (JP), Fuji Electric (JP), Mitsubishi Heavy Industries (JP), Ormat Technologies (US/IL) i Ansaldo Energia (IT), z kilkoma godnymi uwagi wyjątkami we Włoszech. Rynek budowy obiektów geotermalnych obejmuje wiele przedsiębiorstw z sektora publicznego i prywatnego. W systemach ciepłowniczych dostawcy urządzeń geotermalnych na potrzeby podziemnej części instalacji działają głównie w przemyśle naftowym i gazowym. Pompy, zawory i systemy sterowania są zazwyczaj przywożone z USA i Kanady. Działalność w zakresie poszukiwania i prowadzenia odwiertów, która wiąże się z dużymi kosztami projektów geotermalnych na dużych głębokościach, jest zdominowana przez kilka wyspecjalizowanych przedsiębiorstw spoza Europy.

Elektroliza wody do produkcji wodoru odnawialnego

Elektroliza wody jest obecnie jedyną kluczową technologią umożliwiającą produkcję wodoru odnawialnego na dużą skalę. Może przyczynić się do dekarbonizacji sektorów, w których trudno jest zmniejszyć emisje, jak przemysł, transport ciężki, morski i lotniczy, lub do innych zastosowań, takich jak magazynowanie energii (zwłaszcza sezonowe).

W UE w zmienionej dyrektywie w sprawie energii odnawialnej określono szczegółowe cele cząstkowe dotyczące stosowania paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego do wytwarzania wodoru odnawialnego w przemyśle (42%) i transporcie (1% paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego i 5,5% w połączeniu z zaawansowanymi biopaliwami) do 2030 r. W nowym rozporządzeniu delegowanym w sprawie definicji paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego, określono wymogi dotyczące produkcji paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego, w tym wodoru odnawialnego, takie jak korelacja czasowa i geograficzna oraz zasada dodatkowości.

Oczekuje się, że globalna moc zainstalowanych elektrolizerów osiągnie około 2 GW do końca 2023 r. w stosunku do zakresu 600–700 MW na koniec 2022 r. i 500 MW pod koniec 2021 r. Większość tych mocy szacowanych w przedziale 50–75% ma charakter alkaliczny, a pozostała część składa się prawie całkowicie z elektrolizerów z membraną do wymiany protonów (PEM). Jeżeli chodzi o moc zainstalowaną, Chiny są liderem z oczekiwaną mocą zainstalowaną wynoszącą około 1 GW do końca 2023 r., z największym na świecie projektem o mocy 260 MW uruchomionym w 2023 r., co oznacza wzrost z 204 MW już zainstalowanych w 2022 r. Za nimi plasuje się Europa (UE-27, EFTA, Zjednoczone Królestwo) z przewidywaną mocą 500 MW do końca 2023 r. (jedna czwarta światowej mocy), co oznacza wzrost z

162 MW w eksploatacji (sierpień 2022 r.). W przypadku Stanów Zjednoczonych nie ma wystarczających szczegółowych danych, a moc zainstalowaną w 2022 r. oszacowano na 19 MW. Do końca 2022 r. światowe moce produkcyjne elektrolizerów oszacowano na około 13-14 GW/rok, z czego około 3,3 GW/rok w Europie.

Inicjatywy branżowe, takie jak europejski sojusz na rzecz czystego wodoru pod patronatem Komisji Europejskiej służący promowaniu wiodącej pozycji w przemyśle w dziedzinie wodoru odnawialnego i niskoemisyjnego oraz partnerstwo na rzecz elektrolizerów, mają na celu osiągnięcie rocznej mocy produkcyjnej elektrolizerów wynoszącej 25 GW do 2025 r. Największe moce produkcyjne mają Chiny, które wytwarzają co najmniej połowę globalnych ilości i koncentrują się niemal wyłącznie na elektrolizerach alkalicznych. Moc produkcyjna w Ameryce Północnej jest podobna do mocy produkcyjnej w Europie i koncentruje się obecnie w większym stopniu na elektrolizie PEM. Pod względem konkurencyjności kosztowej cena energii elektrycznej jest jednym z głównych czynników wpływających na ostateczny koszt wodoru wytwarzanego w procesie elektrolizy wody, a jego waga rośnie wraz z liczbą godzin pełnego obciążenia elektrolizera. Źródła amerykańskie szacują, że ceny energii elektrycznej na poziomie około 30 USD/MWh (28,4 EUR/MWh) dałyby cenę wodoru rzędu 2 USD/kgH₂ lub około 1,9 EUR/kgH₂.

W Europie Wspólne Przedsięwzięcie na rzecz Czystego Wodoru inwestuje 2,4 mld EUR w cały łańcuch wartości wodoru. Inwestycje, do których przyczyniły się ważne projekty stanowiące przedmiot wspólnego europejskiego zainteresowania w dziedzinie wodoru, umożliwiły kilku producentom budowę nowych fabryk elektrolizerów w Europie, zwiększając autonomię technologiczną UE, branżowe know-how i tworząc miejsca pracy. Produkcja wodoru ze źródeł odnawialnych wiąże się z pewnymi wyzwaniem. Pojawia się kwestia utraty efektywności energetycznej, co oznacza, że produkcja musi być połączona ze znacznym wytwarzaniem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Ponadto przy rozpoczynaniu nowych projektów elektrolizy wody, które mogą pogłębić lokalny deficyt wody w UE i w państwach trzecich, należy wziąć pod uwagę dostęp do zasobów wody słodkiej, aby uniknąć niedoboru kolejnego elementu istotnego dla życia ludzkiego.

Wodór odnawialny i jego pochodne nie są jeszcze przedmiotem handlu światowego, pomimo wzrostu liczby projektów, których celem jest transport wodoru na całym świecie, z regionów bogatych w odnawialne źródła energii, ale o stosunkowo niskim popycie, do regionów o wysokim popycie, takich jak Europa i Japonia. Nie ma jeszcze specjalnego kodeksu handlowego dotyczącego wodoru odnawialnego. Komisji zgłoszono niektóre dobrowolne systemy certyfikacji.

Budowanie zdolności produkcyjnych w Europie musi być powiązane z odpowiednią infrastrukturą recyklingu. Konieczne będą dodatkowe badania i inwestycje w zakresie recyklingu, w tym surowców krytycznych niezbędnych do produkcji elektrolizerów. Nowym wyzwaniem będzie opracowanie materiałów zastępczych dla membran, których poziom trwałości i wydajności będzie porównywalny z poziomem zapewnianym dzięki obecnemu stanowi techniki, zazwyczaj opartych na substancjach perfluoroalkilowych i polifluoroalkilowych. Potrzebne są badania w celu znalezienia zadowalających rozwiązań zastępczych.

Zrównoważone technologie biogazu i biometanu

Zrównoważony biogaz i biometan wnoszą istotny wkład w szybkie i opłacalne osiągnięcie przez UE autonomii energetycznej i neutralności klimatycznej. Komisja zaproponowała w ramach REPowerEU plan działania na rzecz biometanu wspierany przez partnerstwo przemysłowe na rzecz biometanu, którego celem jest zastąpienie około 10% gazu ziemnego rocznie zrównoważoną produkcją biometanu do 2030 r. Rynki gazów odnawialnych i gazu ziemnego oraz rozporządzenie UE w sprawie wodoru ułatwią działania na rzecz włączenia biometanu do unijnej sieci gazowej.

Komercyjną technologią produkcji biogazu lub biometanu jest fermentacja beztlenowa, ale wydajność biometanu jest niska. Innowacyjne technologie produkcji biometanu, takie jak zgazowanie pozostałości i odpadów biomasy oraz biologiczna metanizacja biogazu, są bliskie gotowości rynkowej. Obecnie opracowywane są również nowatorskie ścieżki oparte zarówno na procesach termochemicznych, jak i biologicznych. Obecna tendencja do zwiększania produkcji biometanu polega na budowie nowych

zakładów i przekształceniu istniejących wytwórni biogazu wytwarzających skojarzoną energię cieplną i elektryczną w zakłady produkujące biometan.

Wysokość finansowania technologii produkcji biometanu ze środków publicznych UE na badania naukowe i innowacje w latach 2014–2021 wynosiła 77 mln EUR, co oznacza, że UE stała się liderem w dziedzinie wynalazków o wysokiej wartości na całym świecie. W latach 2010–2022 UE była zdecydowanie liderem pod względem publikacji naukowych, a w 2022 r. Chiny zajmowały trzecie miejsce.

W 2022 roku UE była największym producentem biogazu, który odpowiadał za ponad 67% światowej produkcji biogazu. Z tego 53% wyprodukowano w Niemczech, a za nimi uplasowała się Ameryka Północna (około 15%), natomiast Chiny zapewniają zachęty do produkcji biogazu w celu zwiększenia jego produkcji. Wiele europejskich przedsiębiorstw odgrywa ważną rolę na rynku produkcji wyposażenia wytwórni biogazu oraz ogólnego projektowania i budowy wytwórni. Obroty unijnego sektora biogazu wyniosły w 2021 r. 5 530 mln EUR, z czego 60% w Niemczech i 12% we Włoszech, a liczba bezpośrednich i pośrednich miejsc pracy wynosiła 47 100.

Surowce do produkcji biogazu są zróżnicowane i pozyskiwane lokalnie w Europie, bez ryzyka uzależnienia od importu. UE jest liderem w rozwoju technologicznym tego sektora, ale będzie musiała stawić czoła wyzwaniom związanym ze zwiększeniem skali ze względu na wysokie koszty kapitałowe i operacyjne, konkurencyjność kosztową w stosunku do gazu ziemnego oraz dostęp do sieci gazowej. Obecnie koszty produkcji biometanu wynoszą 40–120 EUR za MWh; innowacje technologiczne, powielanie pierwszych w swoim rodzaju innowacyjnych technologii biometanu i zachęty rynkowe przy wsparciu UE w postaci stabilnych ram regulacyjnych i inwestycyjnych mogłyby jednak przyczynić się do obniżenia kosztów produkcji o 25–50%. Mogłoby to zwiększyć konkurencyjność UE w tym sektorze. Przejście na pozostałości i surowce odpadowe ogranicza dostępność, ale również zmniejsza koszty nakładów. Obecne instalacje są małe i średnie ze względu na dostępność surowców, logistykę i koszty. Modernizacja istniejących instalacji biogazowych w celu przejścia na biometan wymaga od małych podmiotów (rolników lub MŚP) wysokich kosztów inwestycyjnych w wysokości 1–2 mln EUR, co oznacza, że potrzebne są zachęty dla przedsiębiorstw. Załączanie do sieci nie zawsze jest możliwe, ponieważ elektrownie są budowane tam, gdzie dostępne są surowce, a sieć gazowa nie jest dobrze rozwinięta we wszystkich regionach UE, co wymaga wspierania dostępu do sieci gazowej. Obecnie około połowa wszystkich instalacji produkcji biometanu jest podłączonych do sieci gazu ziemnego.

Wielkość łącznej produkcji biogazu i biometanu z fermentacji beztlenowej w UE w 2021 r. stanowiła 4,4% zużytego gazu ziemnego, tj. 18,4 mld metrów sześciennych (mld m³). Z tego 3,5 mld m³ biometanu wyprodukowano w 1 067 zakładach przemysłowych z biogazu uszlachetnionego, a 14,9 mld m³ biogazu w 18 843 zakładach przemysłowych wykorzystujących fermentację beztlenową. UE jest największym producentem biometanu na świecie. Pod koniec 2020 r. na całym świecie działało 1 161 zakładów uszlachetniających biogaz o zdolności produkcyjnej wynoszącej 6,7 mld metrów sześciennych rocznie. Osiągnięcie celu REPowerEU wynoszącego 35 mld m³ w 2030 r. wymagałoby zarówno budowy nowych instalacji, jak i modernizacji elektrowni biogazowych w celu przejścia na biometan lub około 5 000 mniejszych dodatkowych instalacji produkcji biometanu. Potencjalna produkcja do 2050 r. może osiągnąć 165 mld m³. Produkcja skroplonego biometanu na potrzeby transportu szybko rośnie w UE – w 2021 r. było 15 zakładów o mocy 1,24 TWh rocznie (0,12 mld m³/rok). Potencjalna moc do 2025 r. może osiągnąć 12,4 TWh rocznie w 104 wytwórniach.

Wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla (CCS)

Ze scenariuszy Komisji dotyczących osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. wynika, że UE będzie wymagać wychwytywania do 477 mln ton CO₂. Najwyższą wydajność wychwytywania CO₂ zapewnią zakłady produkujące cement, biomasę stałą i spalarnie odpadów.

Komisja już wspiera i reguluje wdrażanie CCS za pomocą sprzyjających ram legislacyjnych, w tym dyrektywy w sprawie CCS i dyrektywy EU ETS. Komisja zapewnia również bezpośrednie finansowanie projektów, głównie za pośrednictwem funduszu innowacyjnego i instrumentu „Łącząc Europę”. Obecnie trwają prace nad Rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie ustanowienia ram środków na rzecz wzmocnienia europejskiego ekosystemu produkcji produktów technologii neutralnych

emisyjnie, które określa cel UE wynoszący co najmniej 50 milionów ton mocy zatłaczania CO₂ rocznie do 2030 r. i ma nakładać na unijnych producentów ropy i gazu obowiązek przyczynienia się do osiągnięcia tego celu. Aby wesprzeć powstający łańcuch wartości CO₂ za pomocą kompleksowych długoterminowych ram polityki, Komisja opublikowała w 2021 r. komunikat w sprawie zrównoważonego obiegu węgla, a w 2022 r. wniosek dotyczący rozporządzenia w sprawie unijnych ram certyfikacji usuwania dwutlenku węgla. W pierwszym kwartale 2024 r. Komisja planuje opublikować również komunikat w sprawie strategii przemysłowego zarządzania emisjami dwutlenku węgla (ICM) obejmującej CCS, wychwytywanie i utylizację dwutlenku węgla (CCU) oraz przemysłowe usuwanie dwutlenku węgla.

Sprawozdania z wdrażania dyrektywy w sprawie CCS przedłożone w 2023 r. wskazują na rosnące zainteresowanie CCS ze strony uczestników rynku w całej UE. Obecnie dyrektywa nie jest jednak jednolicie stosowana we wszystkich państwach członkowskich UE, nie ma także zharmonizowanych przepisów dotyczących infrastruktury na potrzeby transportu i magazynowania CO₂. Jednym z celów strategii ICM jest rozwiązanie tego problemu. UE ma stosunkowo dobrą pozycję w zakresie technologii wychwytywania CO₂, a wiele przedsiębiorstw zapewnia różne technologie wychwytywania (przed spalaniem i po spalaniu oraz w technologii tlenowo-paliwowej) na warunkach komercyjnych. Obecnie nie są one jednak wdrażane na dużą skalę. Koszt CCS różni się znacznie w zależności od czynników specyficznych dla danego miejsca, rozwoju technologii, dostępu do finansowania, korzyści skali uzyskiwanej dzięki wspólnej infrastrukturze, a także różni się w zależności od sektora i technologii. Podsumowując, koszty technologii są nadal znaczne. Orientacyjne koszty jednostkowe w EUR/tonę CO₂ wynoszą 28–55 EUR/tonę CO₂ w przypadku wychwytywania, 4–11 EUR/tonę CO₂ w przypadku transportu i 8–30 EUR/tonę CO₂ w przypadku składowania.

Rozwijając pełne przemysłowe łańcuchy wartości w zakresie zarządzania emisjami dwutlenku węgla, UE pozostaje w tyle za innymi gospodarkami, takimi jak USA i Kanada. Według Global CCS Institute we wrześniu 2022 r. na całym świecie w przygotowaniu było 196 obiektów CCS, z czego 73 znajduje się w Europie. Na koniec lipca 2023 r. w UE nie było jeszcze żadnych funkcjonujących projektów składowania CO₂, a modele biznesowe są wciąż w fazie początkowej. Istnieje szereg projektów wychwytywania CO₂ i wykorzystywania go w przemyśle i rolnictwie, ale ilość wychwytywanego CO₂ jest ograniczona.

Popyt i podaż materiałów wymaganych w łańcuchach wartości CCS i CCU są dziedziną wymagającą dalszych badań. CCS jest jednak mniej narażone na ryzyko związane z surowcami krytycznymi niż inne technologie. W 2022 r. wartość światowego rynku CCS wyniosła 6,4 mld USD (6 mld EUR). Stany Zjednoczone odnotowały najwyższe przychody w tym łańcuchu wartości, osiągając 1 945 mld EUR w 2021 r., w dużej mierze ze względu na wykorzystanie zatłaczania CO₂ pod ziemię w celu zwiększenia odzysku węglowodorów. Dla porównania całkowity przychód Europy wyniósł 92 mln EUR.

W ramach badania rynku zidentyfikowano 186 kluczowych przedsiębiorstw na całym świecie prowadzących działalność w zakresie CCS. 24% z nich to podmioty europejskie lub prowadzące działalność w tym sektorze za pośrednictwem europejskich spółek zależnych. W UE jest kilka podmiotów prowadzących działalność w sektorze ropy naftowej i gazu, które mają długą historię budowy rurociągów, odwiertów i posiadają znaczne kompetencje geologiczne, co będzie przydatne przy opracowywaniu projektów infrastrukturalnych w zakresie CCS. Informacje zgromadzone w sprawozdaniach z wdrażania dyrektywy w sprawie CCS wskazują na rosnące zainteresowanie ze strony potencjalnych dostawców infrastruktury, zwłaszcza w zakresie składowania: łącznie wydano siedem pozwoleń na poszukiwania i dwa pozwolenia na składowanie, przy czym zapowiedziano, że do 2028 r. złożonych zostanie ponad 10 wniosków o pozwolenie na składowanie. Obok przedsiębiorstw naftowych i gazowych pojawiają się nowe podmioty specjalizujące się w różnych częściach łańcucha wartości CCS. Na przykład przedsiębiorstwa żeglugowe rozszerzają swoją działalność na transport CO₂, a dostawcy z branży inżynierskiej opracowują rozwiązania w zakresie wychwytywania dla emitentów zewnętrznych.

CCS to szereg projektów i wdrażanych technologii. CCS jest jednak nadal bardzo kosztowne i wciąż istnieje wiele niepewności. Aby przyczynić się do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r., CCS musi jednak zostać wdrożone na dużą skalę. Nadal niezbędne są dalsze badania naukowe i innowacje w celu poprawy dostępnych technologii lub opracowania nowych innowacyjnych rozwiązań. Głównymi barierami utrudniającymi wprowadzanie CCS są wysokie początkowe koszty inwestycyjne i operacyjne,

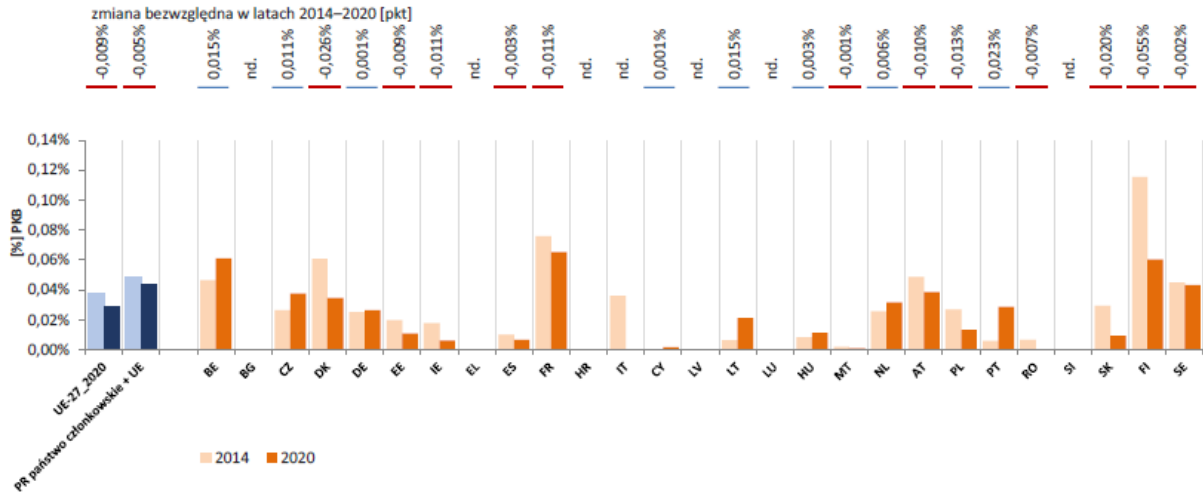
rozdrobione ramy regulacyjne, złożoność projektów infrastrukturalnych związanych z pełnym łańcuchem, a także świadomość społeczna. Dzięki funduszowi innowacyjnemu Komisja wspiera już roczne wychwytywanie ponad 10 mln ton CO₂ począwszy od 2026 r., przy czym wsparcie finansowe dla wybranych projektów wynosi ponad 2,5 mld EUR. Wynika z tego, że finansowanie publiczne – zarówno na szczeblu unijnym, jak i krajowym – będzie potrzebne, aby przyciągnąć kapitał prywatny.

6.2. Obecny poziom nakładów publicznych i prywatnych na badania naukowe i innowacje w zakresie technologii niskoemisyjnych, obecna liczba patentów oraz obecna liczba osób prowadzących badania naukowe

Badania naukowe są głównym motorem innowacji, a monitorowanie wydatków na badania i rozwój oraz ich intensywność (nakłady na B+R jako procent PKB) są uważane za dwa kluczowe wskaźniki stosowane do porównywania państw pod względem wagi, jaką przykładają do rozwoju technologicznego. Opracowanie skutecznej ścieżki badań naukowych i innowacji również ma kluczowe znaczenie dla konkurencyjnego przemysłu czystej energii. UE utrzymuje się w czołówce pod względem badań naukowych w zakresie czystej energii, zachowuje silną pozycję w obszarze patentów objętych ochroną międzynarodową oraz odgrywa wiodącą rolę w dziedzinie odnawialnych źródeł energii i efektywności energetycznej. Zwiększenie starań na rzecz synergicznego wykorzystania programów unijnych i krajowych oraz określenie jasnych krajowych celów w zakresie badań naukowych i innowacji przynajmniej do 2030 r. to nadal zasadnicze elementy opracowania tej skutecznej ścieżki badań naukowych i innowacji.

Polityka UE w dziedzinie badań naukowych i innowacji wyznacza kierunek innowacji i wpływa na strukturę portfela czystych technologii energetycznych. Największy na świecie program badań naukowych i innowacji „Horyzont Europa” (którego budżet na badania naukowe i innowacje w latach 2021–2027 wynosi 95,5 mld EUR) i inne unijne programy zapewniające finansowanie (np. fundusz innowacyjny i finansowanie polityki spójności) mają za zadanie wzmocnienie unijnego ekosystemu badań naukowych i innowacji oraz wspieranie osiągania celów polityki UE. Wraz ze wspólnymi i skoordynowanymi staraniami państw członkowskich (zwłaszcza w ramach strategicznego planu w dziedzinie technologii energetycznych (plan EPSTE) działania w zakresie badań naukowych i innowacji zwiększają odporność unijnego sektora czystej energii.

Większość państw członkowskich UE w 2020 r. zwiększyła swoje publiczne inwestycje w badania naukowe i innowacje w zakresie priorytetów unii energetycznej, wartość zgłoszonych do tej pory inwestycji wynosi ponad 4 mld EUR. W 2021 ponad połowa państw członkowskich UE, które przekazały dane, zwiększyła swoje publiczne inwestycje w badania naukowe i innowacje w zakresie priorytetów unii energetycznej r. w porównaniu z 2020 r., przy czym wartość zgłoszonych do tej pory inwestycji wynosi 5,4 mld Euro. Od 2020 r. w ramach programu „Horyzont 2020” i jego następcy – programu „Horyzont Europa” – przeznaczane jest ponad 2 mld Euro rocznie na finansowanie programów krajowych państw członkowskich, co stanowi istotny wzrost inwestycji w badania naukowe i innowacje.

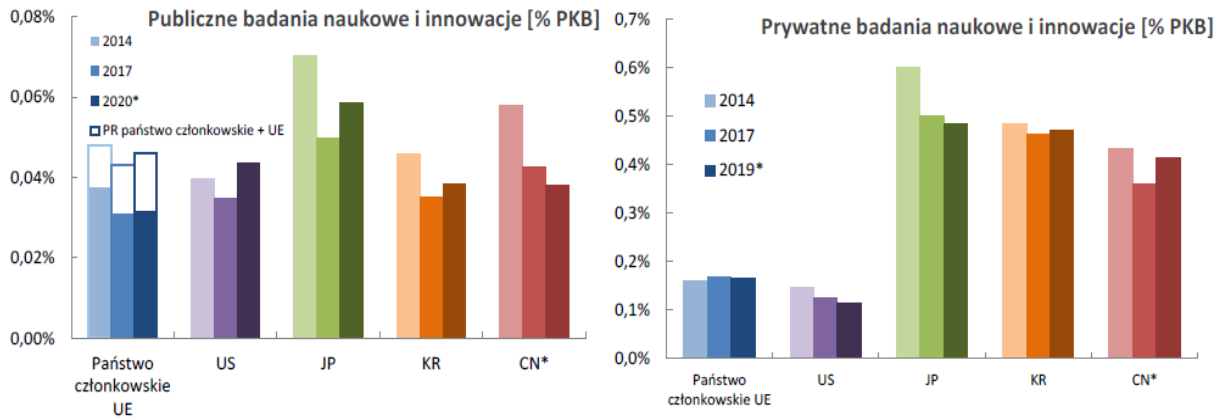


Rysunek 2.35. Publiczne inwestycje w badania naukowe i innowacje w zakresie czystej energii w państwach członkowskich UE jako udział w PKB od początku realizacji programu „Horyzont 2020

Źródło: JRC na podstawie MAE

Chociaż same wkłady krajowe dużych gospodarek pozostają niskie, po uwzględnieniu środków programu „Horyzont 2020”, w 2020 r. Unia Europejska znalazła się na szczycie rankingu dużych gospodarek, pod względem inwestycji sektora publicznego w badania naukowe i innowacje w zakresie priorytetów unii energetycznej. W wydatkach bezwzględnych wydatki te wyniosły 8,2 mld Euro, przed Stanami Zjednoczonymi, których inwestycje wyniosły 7,7 mld EUR, co stanowi poprawę w porównaniu z 2020 r. Unia Europejska uplasowała się również na drugim miejscu pod względem udziału w PKB (0,047%, po Japonii z wynikiem 0,057%). Pomimo tego, inwestycje w publiczne badania naukowe i innowacje na poziomie krajowym i unijnym, mierzone jako odsetek produktu krajowego brutto (PKB), pozostają poniżej poziomów z 2014 r. (Rysunek 2.46). W pozostałych dużych gospodarkach również odnotowano tę samą tendencję. Celem Unii Europejskiej na rok 2030 jest poniesienie wydatków ogółem na badania i rozwój, w wysokości 3% PKB całej UE.

Według światowych ocen, sektor prywatny inwestuje co najmniej trzy razy więcej w badania i innowacje w zakresie czystej energii niż budżety rządowe. Inwestycje sektora przedsiębiorstw UE stanowią 80% wydatków na badania i innowacje w ramach priorytetów badań i innowacji unii energetycznej. W 2019 r. szacunkowe prywatne inwestycje w badania i innowacje wyniosły 0,17% PKB (Rysunek 2.46), co stanowi również 11% łącznych wydatków na badania i rozwój sektora przedsiębiorstw i przedsiębiorstw. Od 2014 r. szacunki dla UE, Stanów Zjednoczonych i Japonii wskazują na porównywalne kwoty w wartościach bezwzględnych w odpowiednich obszarach badań naukowych i innowacji (od 18 do 22 miliardów euro rocznie). Jednak pod względem PKB, prywatne inwestycje w badania naukowe i innowacje w UE są wyższe od wydatków USA, ale niższe niż w przypadku innych głównych, konkurencyjnych gospodarek azjatyckich (Japonia, Korea i Chiny). W 2022 r. UE odpowiadała za 19% światowych inwestycji z wykorzystaniem kapitału wysokiego ryzyka w przedsiębiorstwa z sektora czystych technologii energetycznych i tym samym uplasowała się na trzecim miejscu, za Stanami Zjednoczonymi i Chinami.



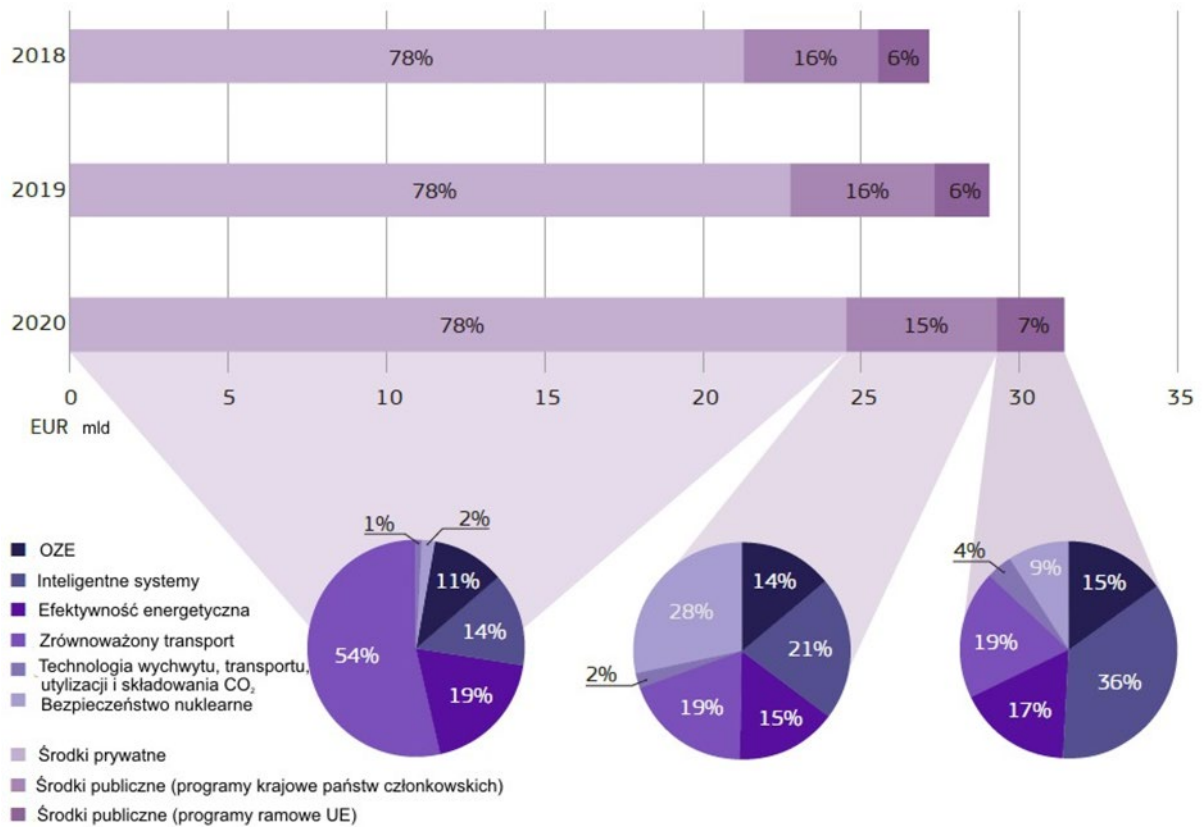
Rysunek 2.36. Publiczne i prywatne finansowanie badań naukowych i innowacji w ramach priorytetów unii energetycznej w zakresie badań naukowych i innowacji w dużych gospodarkach jako udział w PKB

Źródło: JRC na podstawie MAE, 2023

Programy badań i innowacji UE w zakresie priorytetów unii energetycznej, skupiały się głównie wokół rozwiązań dotyczących energii niskoemisyjnej. W 2020 r. na Priorytety badań i innowacji w dziedzinie technologii energetycznych unii energetycznej, zainwestowano 31 miliardów euro. Około 78% tych środków pochodziło z sektora prywatnego, podczas gdy pozostała część pochodziła z finansowania publicznego państw członkowskich (15%) i UE (7%). Ogólnie, przez ostatnie 3 lata inwestycje te wzrosły o 2 miliardy euro, czyli średnio rocznie o 7,5%.

Na cele związane ze zrównoważonym transportem, sektor prywatny w zakresie badań i innowacji generował prawie 90% środków, natomiast na większość pozostałych priorytetów - ponad dwie trzecie środków. Istnieją dwa wyjątki - inwestycje w bezpieczeństwo jądrowe, które jest finansowane głównie ze środków publicznych (krajowych) oraz wychwytywanie i wykorzystanie dwutlenku węgla i magazynowanie (CCUS), które otrzymuje prawie równe udziały z publicznych i prywatnych inwestycji w badania i innowacje.

Branżą z największym udziałem inwestycji w badania i innowacje, we wszystkich priorytetach na rok 2020, pozostawał transport zrównoważony - przyciągnął 45% ogółu inwestycji w badania naukowe i innowacje oraz 54% inwestycji prywatnych. Następnym priorytetem była efektywność energetyczna, która pozyskała 18% środków ogółem oraz inteligentne systemy (17% całkowitej puli).



Rysunek 2.37 Inwestycje w priorytety badań i innowacji w ramach unii energetycznej w UE (2018–2020), [mld Euro]

Źródło: European Commission, PROGRESS REPORT 2023 Coordinated energy research and innovation for a competitive Europe, 2023

W UE w programie badania naukowe, innowacje i konkurencyjność, 20 państw członkowskich zgłosiło środki służące realizacji celów i polityk w ramach europejskiego strategicznego planu w dziedzinie technologii energetycznych. Większość państw członkowskich zgłosiło kompleksowe programy finansowania badań naukowych, które wspierają rozwój technologii objętych zakresem grup roboczych ds. wdrażania planu. Jeżeli chodzi o wydatki publiczne na badania naukowe i innowacje, 19 państw członkowskich przedstawiło informacje na temat wymiernych założeń krajowych, a 5 zgłosiło je w zestawieniu z celem. Spośród 13 państw członkowskich, które przekazały dane za 2020 r. i 2021 r., 12 odnotowało wzrost inwestycji w badania naukowe i innowacje (AT, CZ, DE, ES, FR, LT, MT, NL, AT, PT, FI, SE), a tylko jedno odnotowało niewielki spadek (EL).

Patentowanie innowacji w Unii Energetycznej

Od 2014 r. połowa państw członkowskich UE zwiększyła swoją działalność patentową zgodnie z priorytetami unii energetycznej w zakresie badań naukowych i innowacji, przy czym liderzy w dziedzinie ekoinnowacji, tacy jak Niemcy i Dania, osiągnęli dobre wyniki zarówno pod względem liczb bezwzględnych, jak i udziału zielonych patentów w ogólnym portfelu innowacji. Od 2014 r. liczba wniosków patentowych UE w ramach priorytetów unii energetycznej w zakresie badań naukowych i innowacji wzrasta średnio o 5% rocznie. Chociaż istnieją znaczne różnice w tendencjach w patentowaniu zarówno między państwami członkowskimi, jak i w odniesieniu do konkretnych technologii, ogólnie UE utrzymuje silną pozycję w obszarze patentów objętych ochroną międzynarodową. Ogólnie rzecz biorąc, w latach 2014–2020 UE plasowała się na drugim miejscu po Japonii pod względem międzynarodowych wniosków patentowych, była liderem w dziedzinie odnawialnych źródeł energii (29%) i razem z Japonią zajmuje pierwsze miejsce w dziedzinie efektywności energetycznej (24%), głównie dzięki specjalizacji UE w zakresie materiałów i technologii dla budynków. Dane dotyczące patentów zgłaszanych przez podmioty z UE wskazują również na jej wiodącą pozycję w dziedzinie paliw odnawialnych, baterii i elektromobilności

oraz technologii wychwytywania, składowania i utylizacji dwutlenku węgla. Traci nieco natomiast w przypadku inteligentnych systemów (17%) będąc na czwartej pozycji wśród dużych gospodarek.

	2015	2020
Technologie energii odnawialnej	0,1	0,2
Inteligentne rozwiązania dla konsumentów	-0,1	-0,2
Zintegrowane i elastyczne systemy energetyczne	-0,3	-0,5
Efektywność energetyczna budynków	0,1	0,3
Efektywność energetyczna w przemyśle	-0,2	-0,1
Baterie i elektromobilność	0,2	0,0
Paliwa odnawialne i bioenergia	0,3	1,0
Technologia wychwytu, utylizacji i składowania CO ₂	0,6	0,7
Bezpieczeństwo nuklearne	-0,3	-0,5

Rysunek 2.38 Zmiana wskaźnika specjalizacji UE dla zgłoszeń patentowych w działaniach Planu EPSTE w latach 2015-2020

Źródło: European Commission, PROGRESS REPORT 2023 Coordinated energy research and innovation for a competitive Europe, 2023

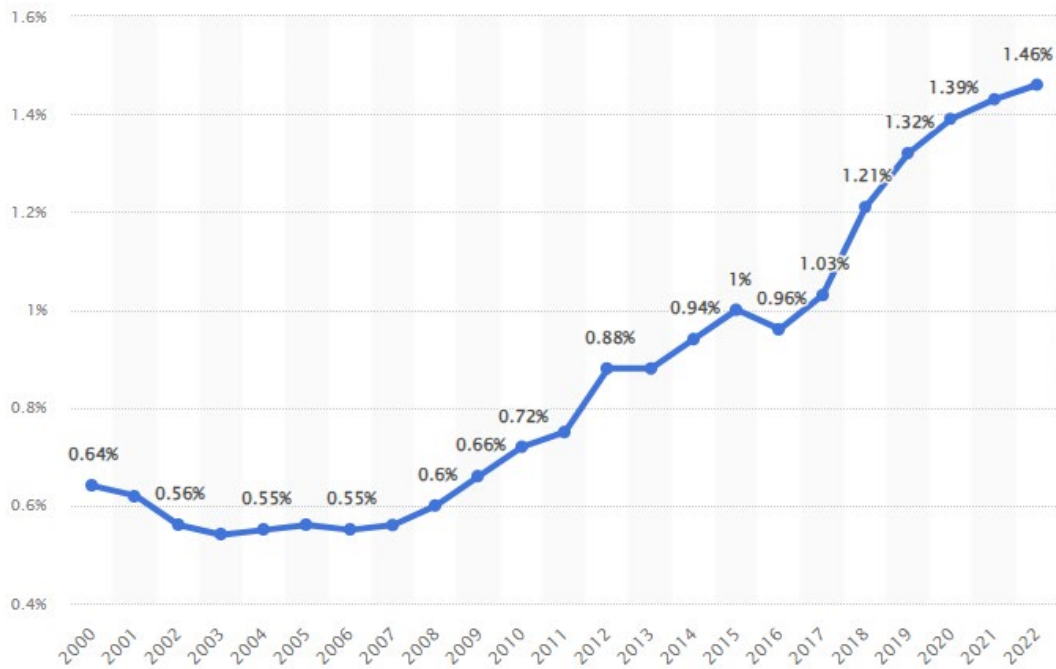
Na całym świecie w 2020 r. ukazało się nieco mniej publikacji naukowych dotyczących niskoemisyjnych technologii energetycznych niż w latach 2016–2019. W UE liczba ta wzrosła bardziej umiarkowanie w latach 2016–2019 (w porównaniu ze średnią światową), a w 2020 r. odnotowała większy spadek. Wkład UE można było zaobserwować w nieco ponad 16% artykułów naukowych opublikowanych na świecie, lecz w UE liczba opracowywanych publikacji przypadająca na mieszkańca była w dalszym ciągu ponad dwukrotnie wyższa niż średnia światowa. Tendencja ta wynika przede wszystkim z rosnącej liczby publikacji naukowych w innych dziedzinach oraz z faktu, że gospodarki o wysokich dochodach przestają dominować w zagadnieniach związanych z czystą energią i innowacjami. 10 lat temu UE była liderem w badaniach w dziedzinie energetyki, ale spadła na drugą pozycję w związku z ogromnym wzrostem ilości i poprawą jakości badań realizowanych w Chinach. Naukowcy chińscy wiodą prym pod względem najczęściej cytowanych publikacji dotyczących energetyki (z udziałem na poziomie 39%). Niemniej jednak naukowcy z UE współtworzą i publikują na arenie międzynarodowej prace dotyczące czystej energii w stopniu znacznie przewyższającym średnią światową. Ponadto w UE obserwuje się bardziej intensywną współpracę w tym zakresie między sektorem publicznym i prywatnym. Program ramowy w zakresie badań naukowych i innowacji „Horyzont 2020”, Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego oraz siódmy program ramowy w zakresie badań naukowych i innowacji znalazły się w światowej czołówce 20 uznanych systemów finansowania wspierających naukę w dziedzinie czystej energii w latach 2016–2020.

Jak podkreślono w sprawozdaniu z postępów w dziedzinie konkurencyjności z 2022 r. oraz w Wytycznych dla państw członkowskich dotyczących aktualizacji krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu na lata 2021–2030, wytyczenie skutecznej ścieżki badań naukowych i innowacji wymaga odpowiedniej liczby ekspertów i przedsiębiorców wspieranych przez skoordynowane wykorzystywanie programów unijnych, krajowych i regionalnych. Wymaga to również jasno określonych krajowych celów i założeń w zakresie badań naukowych i innowacji przynajmniej do 2030 r., wzmocnionej współpracy między państwami członkowskimi oraz ciągłego monitorowania krajowych działań w dziedzinie badań naukowych i innowacji. Wspólne i skoordynowane starania we wszystkich państwach członkowskich, w szczególności poprzez zmieniony europejski strategiczny plan w dziedzinie technologii energetycznych (plan EPSTE) oraz krajowe plany w dziedzinie energii i klimatu stanowią również wyjątkową okazję do pogłębienia dialogu między UE i jej państwami członkowskimi na temat badań naukowych i innowacji w zakresie czystej energii i konkurencyjności.

Krajowe nakłady na sferę badawczo rozwojową (B+R)

Nakłady krajowe brutto na działalność B+R w 2022 r. wyniosły 44,7 mld zł i wzrosły w stosunku do poprzedniego roku o 18,6%. Wskaźnik intensywności prac B+R, stanowiący udział nakładów

wewnętrznych na działalność B+R w PKB sukcesywnie wzrastał z poziomu ok. 0,5% PKB w 2005 r., 2010 r. – 0,7% PKB, 2015 r. – ok. 1% PKB, do ok. 1,39% PKB w 2020 r. i 1,46% PKB w 2022 r.



Rysunek 2.39 Wydatki krajowe brutto na badania i rozwój (GERD) jako procent PKB w Polsce w latach 2000-2022

Źródło: Eurostat

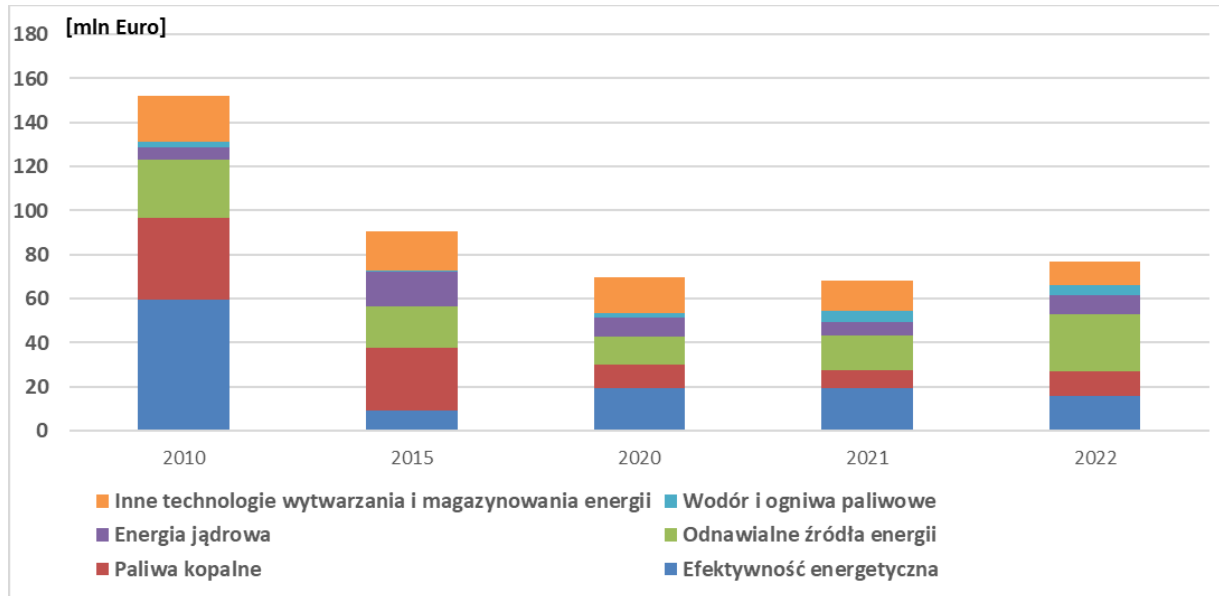
Podobnie jak w ubiegłych latach, w 2022 r. głównymi sektorami finansującymi działalność badawczą i rozwojową w Polsce był sektor przedsiębiorstw oraz sektor rządowy. Podobnie jak w reszcie Wspólnoty i w Polsce, nakłady inwestycyjne w sektorze prywatnym przewyższają nakłady ze środków publicznych. Środki tych sektorów finansujących stanowiły odpowiednio 54,8% oraz 33,5% wszystkich nakładów wewnętrznych na działalność B+R (wobec 50,9% oraz 37,4% w 2021 r.). Sektorem wykonawczym charakteryzującym się najwyższymi nakładami wewnętrznymi na prace B+R był sektor przedsiębiorstw, który w 2022 r. wydał na ten cel 29,5 mld zł (wzrost w stosunku do roku poprzedniego o 23,9%). W 2022 roku ponosiły one około 66% całości nakładów, podczas gdy rok temu udział ten wyniósł około 63%. Według danych Eurostatu Polska jest krajem, który (obok Cypru) na tym polu dokonał największego postępu - w 2011 roku udział w finansowaniu badań ze środków własnych przedsiębiorstw, wyniósł zaledwie 28,1%. Od 2016 roku rośnie także udział środków pochodzących z Komisji Europejskiej. Choć nie jest on aż tak wysoki jak przed końcem wydatkowania środków z perspektywy finansowej 2007-2013 (14,6% w 2015 roku), to w 2022 roku środki te stanowiły blisko 3 mld zł, czyli 6,7% łącznych nakładów i korzystało z nich aż 19,1% podmiotów.

Krajowe nakłady na innowacje w priorytety Unii Energetycznej

W ustalanie i realizację polskiej polityki w zakresie badań i rozwoju w dziedzinie energetyki zaangażowane są liczne ministerstwa i jednostki rządowe. Nie ma jednego podmiotu odpowiedzialnego za badania i rozwój w dziedzinie energetyki. Główną odpowiedzialność za badania związane z energią ponosi Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego. Ministerstwo Klimatu i Środowiska odpowiada za politykę innowacyjną dla sektora energetycznego oraz za większość programów finansujących projekty demonstracyjne i rozwojowe związane z energią.

Statystyki krajowe podają informacje dotyczące łącznych nakładów na badania i prace rozwojowe, bez wyszczególniania danych dla technologii niskoemisyjnych czy poszczególnych obszarów priorytetowych Unii Energetycznej. W rozwój innowacji w zakresie źródeł odnawialnych zgodnie z danymi IEA przeznaczono 34% środków publicznych, tj. około 26,3 milionów euro, a w poprawę efektywności energetycznej 20,3% budżetu. Z ogólnej kwoty wydatków, zaledwie 6,2% publicznych środków na cele

badawcze w dziedzinie energetyki, przypadło technologiom wodorowym i ogniowom paliwowym (4,8 mln Euro), które mogą odegrać kluczową rolę w procesie dekarbonizacji przemysłu, energetyki, ciepłownictwa i transportu, stanowiąc istotny element transformacji energetycznej.



Rysunek 2.40 Podział środków publicznych przeznaczonych w Polsce w latach 2010-2022 roku na B+R w obszarze energetyki

Źródło: International Energy Agency, 2023

Programy wsparcia dla projektów ekologicznych oraz programy badawczo-rozwojowe w dziedzinie energetyki

Ważnym źródłem finansowania badań i rozwoju w dziedzinie energetyki w Polsce są programy finansowania badań i innowacji, prowadzone przez Unię Europejską. W ramach programu „Horyzont 2020” w latach 2014-2020 na badania i rozwój w Polsce, przeznaczono łącznie 743 mln euro, z czego ponad 178 mln euro na badania i rozwój związane z energią i klimatem, w tym 50 mln euro na zaawansowaną produkcję i przetwórstwo, 47 mln euro na bezpieczną, czystą i wydajną energię, 41 mln euro na inteligentny, ekologiczny i inteligentny transport oraz 40 mln euro na działania klimatyczne, środowisko oraz efektywne wykorzystanie zasobów i surowców. W lutym 2021 roku został uruchomiony Program ramowy UE w zakresie badań i innowacji „Horyzont Europa” na lata 2021-27. Ma on na celu zapewnienie 95,5 mld euro środków na badania i rozwój dla projektów w całej UE i będzie nadal wspierał badania i rozwój związane z energią oraz wyznaczał cele zwiększenia międzynarodowej współpracy w zakresie badań i rozwoju. Od początku funkcjonowania Programu Horyzont Europa, Polska uzyskała łącznie dofinansowanie w wysokości 207,35 mln euro, co stanowi 1,48% środków przyznanych państwom członkowskim UE. Z tego programu, w Polsce realizowane są obecnie 472 projekty, a łączna liczba uczestników z Polski wynosi 319. W Polsce, fundusze unijne pokrywają większość wydatków na badania i rozwój Narodowego Centrum Badań i Rozwoju (NCBR), które świadczy szeroki zakres usług w pozyskiwaniu środków z programu Horyzont Europa i jest jednym z kluczowych źródeł finansowania badań i rozwoju w kraju.

Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021-2027 (FEnIKS)

Jego głównym celem jest poprawa warunków rozwoju kraju poprzez budowę infrastruktury technicznej i społecznej zgodnie z założeniami zrównoważonego rozwoju. Program FEnIKS został przyjęty przez KE 6 października 2022 r.. Jest on niezwykle istotnym narzędziem realizacji polityki energetycznej, klimatycznej i środowiskowej Polski. Środki z nowego funduszu, będą wspierały m.in. wzrost

efektywności energetycznej, redukcję gazów cieplarnianych oraz adaptację do zmian klimatycznych. Łączna kwota budżetu przeznaczona na inwestycje i przedsięwzięcia wynosi prawie 29,3 mld euro. Środki UE dostępne w ramach FEnIKS 2021-2027 dla sektora energii wynoszą 6079 mln Euro, a dla sektora środowiska 3 667 mln Euro.

Minister Klimatu i Środowiska RP będzie odpowiedzialny za realizację dwóch priorytetów (Priorytet I i Priorytet II) o łącznej wartości 9,75 mld euro (tj. ok 46 mld zł). Kwota ta stanowi aż 40% całej alokacji UE w programie. W ramach I i II Priorytetu, wsparcie będzie ukierunkowywane na obniżenie emisyjności gospodarki i transformację w kierunku gospodarki przyjaznej środowisku i o obiegu zamkniętym. W porównaniu z poprzednim okresem programowania (2014-2020), finansowanie dostępne na realizację tych polityk wzrosło o ponad 50%.

Zmieniły się również proporcje pomiędzy poszczególnymi sektorami: na sektor energii, a więc efektywność energetyczną w różnych rodzajach budynków, OZE (w tym instalacji produkcji biometanu) oraz infrastrukturę elektroenergetyczną i gazową, przewidziano dwa razy więcej środków – 6,08 mld euro (ok. 29 mld zł). Jest to wzrost adekwatny do skali wyzwań w tym sektorze wynikających z okoliczności gospodarczych i politycznych będących konsekwencją m.in. z wojny na Ukrainie. Również na projekty dotyczące adaptacji do zmian klimatu i ochrony środowiska jest dostępnych więcej funduszy – obecnie jest to 3,67 mld euro (tj. ok 17 mld zł).

Program Operacyjny UE Inteligentny Rozwój

Jest kolejnym ważnym źródłem finansowania UE dla badań i rozwoju w Polsce. Zapewnia on dofinansowanie przedsiębiorcom i naukowcom, w celu wsparcia projektów badawczo-rozwojowych, mających na celu komercjalizację technologii, produktów i usług. W latach 2014-2020 w ramach programu na projekty innowacyjne w Polsce przeznaczono około 8,31 miliarda euro. Polska otrzymuje również wsparcie na badania i rozwój z programu Europejskiej Agencji Środowiska i Norway Grants (wspieranego przez Norwegię, Islandię i Lichtenstein), który od 2012 roku zapewnił około 150 mln euro środków na badania i rozwój.

Fundusze norweskie i EOG - Program Środowisko, Energia i Zmiany Klimatu

Celem Programu jest złagodzenie zmian klimatycznych i zmniejszenie wrażliwości na zmianę klimatu. Wsparcie ukierunkowane jest przede wszystkim na działania związane z poprawą jakości powietrza (w tym rozwijanie lokalnych systemów ciepłowniczych oraz kogeneracji), zwiększenie produkcji energii ze źródeł odnawialnych, w tym energii geotermalnej oraz energii z małych elektrowni wodnych, a także na przeciwdziałanie zmianom klimatu, czy poprawę stanu środowiska naturalnego i ochronę przyrody. Fundusze zostaną przeznaczone również na wsparcie pilotażowych przedsięwzięć z zakresu energetycznego wykorzystania biomasy. W programie na „Obszar Energia odnawialna, efektywność energetyczna, bezpieczeństwo energetyczne” przypada największa pula środków - 112 mln Euro. Został on podzielony na dwa komponenty: Poprawa efektywności energetycznej i bezpieczeństwa energetycznego” oraz „Wzrost produkcji energii ze źródeł odnawialnych”.

Łączna wielkość środków zaangażowanych w realizację Programu w sektorze środowiska wyniesie około 156 mln Euro. Głównym źródłem finansowania Programu Środowisko, Energia i Zmiany Klimatu jest jeden z mechanizmów finansowych nazywanych Funduszami norweskimi i EOG, tj. Mechanizm Finansowy Europejskiego Obszaru Gospodarczego (MF EOG). Uzupełnieniem wsparcia jest budżet krajowy.

Program Nowa Energia

Dysponuje budżetem w wysokości około 550 mln euro na lata 2021-26, aby wspierać innowacyjne projekty w zakresie zielonej energii w kilku obszarach, w tym klastry energetyczne, inteligentne miasta, technologie wodorowe, wielopaliwowe systemy magazynowania energii i produkcję energii bez emisji. Program jest prowadzony przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej i wykorzystuje konkurencyjny proces przetargowy do przyznawania środków.

Nowe Technologie w Dziedzinie Energii, to program finansowania prowadzony przez NCBR, który ma pomóc w osiągnięciu neutralności klimatycznej w Polsce poprzez opracowanie rozwiązań zwiększających

bezpieczeństwo energetyczne i konkurencyjność polskiej gospodarki. Jego główne cele to: zwiększenie potencjału branży energii odnawialnej, w tym prosumentów; rozwój inteligentnej infrastruktury sieci energetycznej; obniżenie intensywności emisji w sektorze energetycznym poprzez zwiększenie wykorzystania surowców biodegradowalnych i produktów odpadowych. Program dysponuje budżetem 176 milionów euro na wsparcie projektów o poziomie gotowości technologicznej 8-9, związanych z energią słoneczną, lądową i morską energią wiatrową, produkcją i wykorzystaniem wodoru, magazynowaniem energii, mikrosieciami energetycznymi i ciepłymi, przetwarzaniem odpadów na energię oraz energią geotermalną.

Akcelerator Zielonych Technologii - to program innowacyjny prowadzony przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska, mający na celu napędzanie krajowej i międzynarodowej komercjalizacji zaawansowanych zielonych technologii opracowanych przez polskich przedsiębiorców. Jego głównym celem jest pomoc polskiemu małym i średnim przedsiębiorstwom w nawiązaniu kontaktów międzynarodowych oraz dostarczenie im niezbędnych narzędzi umożliwiających ich dynamiczny rozwój.

Polska strategia zamówień publicznych „**Saper Innowacji**” wspiera innowacyjne projekty, które poprzez przyciąganie rynku odpowiadają na kluczowe wyzwania związane z bezpieczeństwem energetycznym i transformacją energetyczną. Poprzez „Saper Innowacji” NCBR uruchomił kilka projektów wspierających transformację energetyczną Polski zgodnie z celami klimatycznymi i energetycznymi UE, w szczególności w zakresie ogrzewania i chłodzenia ze źródeł odnawialnych. Projekty w ramach programu „Saper Innowacji” są finansowane z budżetu w wysokości 46 milionów euro, z unijnego programu operacyjnego Inteligentny Rozwój.

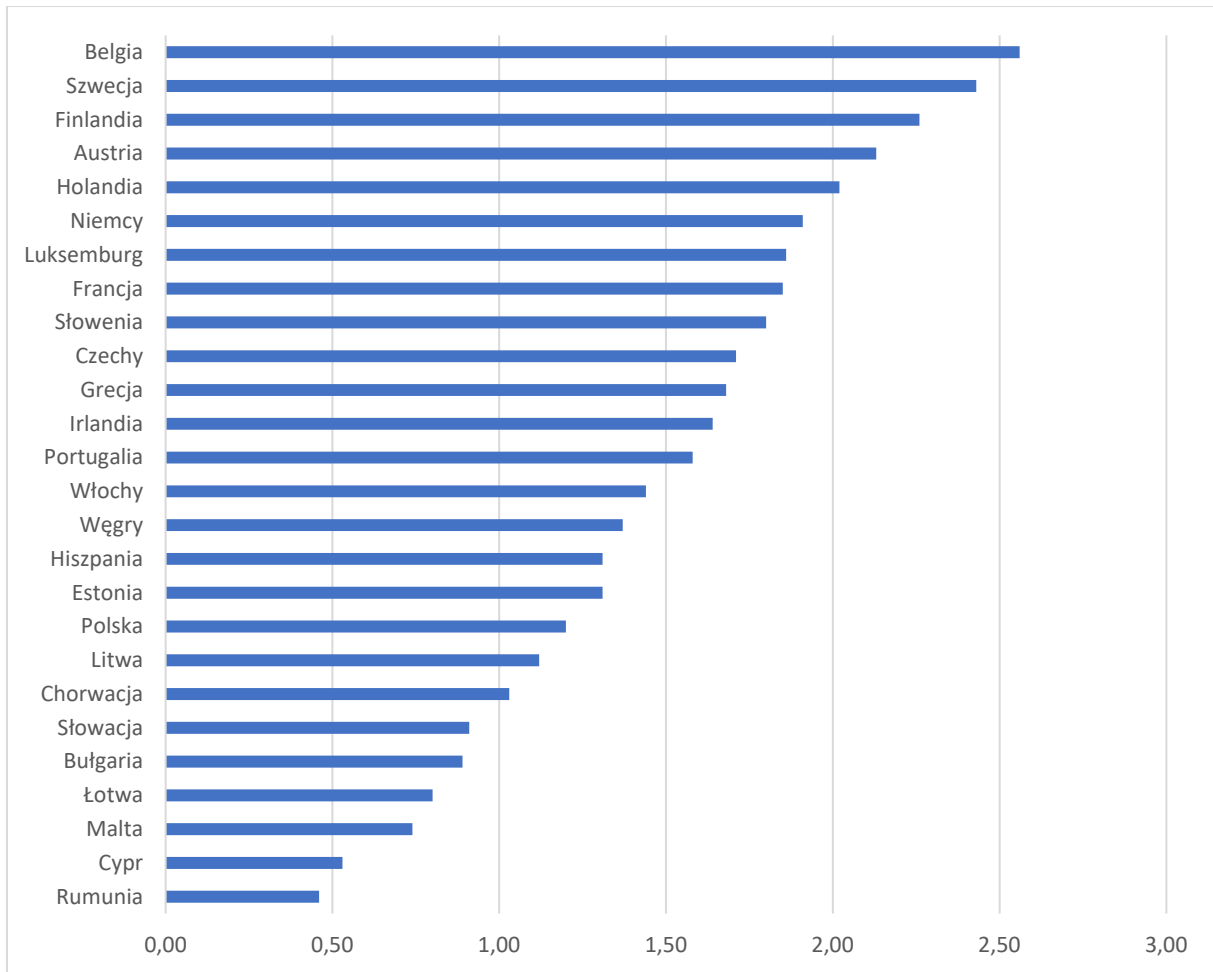
Projekt „**Magazynowanie energii elektrycznej**” ma na celu opracowanie nadających się do recyklingu ogniw galwanicznych o wysokiej gęstości energetycznej i długiej żywotności, których produkcja będzie w jak największym stopniu oparta na zasobach krajowych. Projekt ma na celu wdrożenie baterii demonstracyjnej i demonstracyjnego systemu magazynowania energii elektrycznej. Projekt „**Magazynowanie ciepła i chłodu**” ma na celu opracowanie wysokowydajnych systemów magazynowania, które maksymalizują wykorzystanie odnawialnych źródeł energii zarówno do ogrzewania, jak i chłodzenia w zastosowaniach domowych i przemysłowych.

Ministerstwo Klimatu i Środowiska jest zaangażowane w szereg międzynarodowych inicjatyw wspierających innowacje energetyczne, w tym w Europejski Sojusz na rzecz Czystego Wodoru oraz Akcelerator Badań i Innowacji dla Nauki i Społeczeństwa Europejskiego. Polska uczestniczy tylko w jednym z 38 programów współpracy technologicznej IEA. Polska została członkiem Ministerstwa Czystej Energii w 2021 r. i wspiera jego inicjatywy w zakresie innowacji jądrowych i pojazdów elektrycznych.

NCBR rozwija współpracę międzynarodową z partnerami z różnych krajów i regionów, w tym: z Chińską Republiką Ludową, Islandią, Izraelem, Liechtensteinem, Norwegią, Singapurem, RPA, Turcją i Stanami Zjednoczonymi. W maju 2021 r. rządy Polski i Japonii podpisały Plan działań na rzecz realizacji ich partnerstwa strategicznego na lata 2021-25, zakładający wzmocnienie współpracy w sektorze energetycznym, ze szczególnym uwzględnieniem e-mobilności, czystego transportu opartego na energii elektrycznej i wodorze oraz wymiany informacji na temat rozwoju krajowych strategii wodorowych.

Kadry w sferze B+R

W 2022 r. personel zaangażowany w działalność badawczą i rozwojową liczył 321,4 tys. osób, tj. o 5,2% więcej niż w ubiegłym roku. Ponad połowa personelu B+R pracowała przy działalności B+R realizowanej przez podmioty z sektora przedsiębiorstw (53,1%). Rzeczywiste zaangażowanie tych osób w projekty B+R wyrażone w ekwiwalentach pełnego czasu pracy wyniosło 195,1 tys. EPC i wzrosło w skali roku o 5,3%. W strukturze personelu B+R dominował personel wewnętrzny, stanowiący 81,8% personelu B+R mierzonego w osobach oraz 84,1% – w EPC (w 2021 r. udziały te wyniosły odpowiednio 81,5% i 83,7%). W 2022 r. udział zatrudnionych w B+R w odniesieniu do całkowitego zatrudnienia, w przeliczeniu na pełne etaty wyniósł 1,20% (EPC) wobec analogicznego wskaźnika 1,48% dla całej Unii Europejskiej.



Rysunek 2.41 Udział zatrudnionych w B+R w odniesieniu do całkowitego zatrudnienia w krajach UE, w przeliczeniu na pełne etaty w 2022 roku

Źródło: Eurostat

W 2021 r. Polska była sklasyfikowana na 18 pozycji wśród krajów Unii Europejskiej pod względem wielkości zatrudnienia w działalności badawczej i rozwojowej (w EPC), w przeliczeniu na pełne etaty w stosunku do liczby pracujących ogółem.

Patenty w Polsce

W Urzędzie Patentowym Rzeczypospolitej Polskiej w 2022 r. dokonano 3323 krajowych i zagranicznych zgłoszeń wynalazków, co oznacza spadek o 4,7% w porównaniu z rokiem poprzednim. W latach 2015-2022 łączna liczba zgłoszeń wynalazków kształtowała się na poziomie 3,5-4,5 tys. rocznie. W 2022 r. w Urzędzie Patentowym RP odnotowano 3233 zgłoszeń wynalazków dokonanych przez podmioty krajowe, tj. o 4,2% mniej niż w roku poprzednim. Spośród krajowych podmiotów zgłaszających, 40,1% zgłoszeń wynalazków odnotowały podmioty sektora gospodarki, 37,5% szkoły wyższe, a 6,8% instytuty badawcze. Reszta wynalazków została zgłoszona przez osoby fizyczne (13,9%) oraz jednostki naukowe (1,7%).

Na podstawie danych Urzędu Patentowego RP, do dziedzin techniki zbieżnych z rozwojem odnawialnych źródeł energii przyznano 60 patentów dla podmiotów krajowych. Natomiast w obszarze „technologii ochrony środowiska” wydano 87 patentów dla podmiotów krajowych. W 2021 r. podmioty zagraniczne nie zgłaszały wniosków o ochronę wynalazków w tej kategorii. Do dziedzin techniki zbieżnych z rozwojem technologii wodorowych, podmioty krajowe złożyły 102 zgłoszenia o ochronę wynalazków. Jest to rekordowy wzrost w porównaniu do 182 patentów uzyskanych w 2020 r.. W tej samej kategorii, w 2021 roku podmioty zagraniczne nie zgłaszały wniosków o ochronę patentową. Natomiast do dziedzin techniki w zakresie rozwiązań transportowych przyjaznych środowisku (elektromobilność), podmioty krajowe

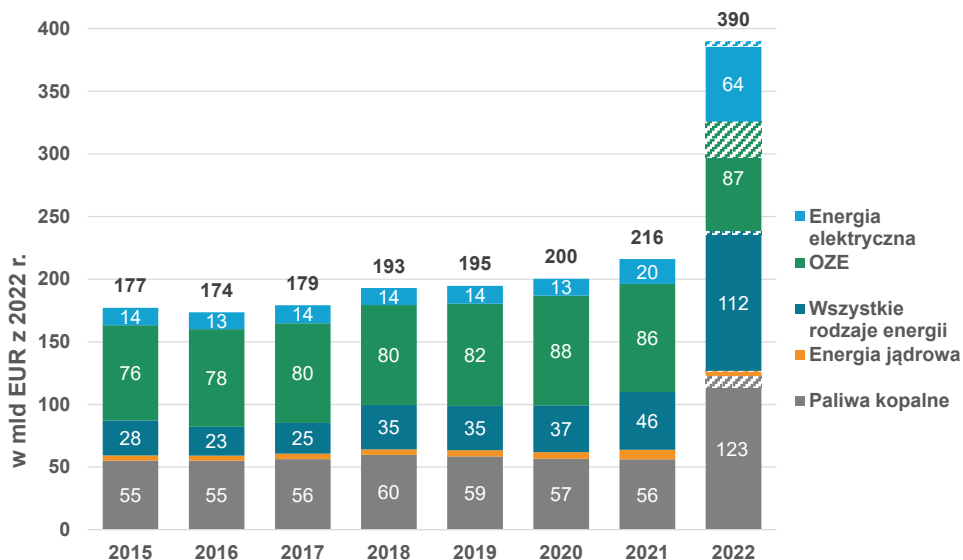
złożyły 107 zgłoszeń i uzyskały 116 patentów. W Polsce w 2021 roku, 35% udzielonych patentów dotyczyło wynalazków zaliczonych do dziewięciu dziedzin techniki, zbieżnych z rozwojem technologii mogących wspomagać zieloną transformację przedsiębiorstw oraz spójnych z obszarami krajowych inteligentnych specjalizacji (KIS).

6.3. Opis dotacji w dziedzinie energii, w tym dotacji do paliw kopalnych

Dotacje odgrywają zasadniczą rolę w przyspieszeniu wdrażania rozwiązań w zakresie czystej energii i efektywności energetycznej oraz zmniejszeniu zużycia paliw kopalnych. Dotacje mogą służyć celom gospodarczym, środowiskowym lub związanym z dobrobytem społecznym. Niewłaściwie zaprojektowane dotacje mogą zakłócać konkurencję, działać przeciwko transformacji energetycznej i zmniejszać sygnał cenowy dotyczący emisji dwutlenku węgla.

Kryzys energetyczny, który rozpoczął się w 2021 r. i który pogłębiła rosyjska napaść na Ukrainę w 2022 roku, miał poważne konsekwencje dla dotacji związanych z energią. Konsekwencje te można zaobserwować w kwocie tych dotacji, ich podziale między technologie i beneficjentów oraz instrumentach wykorzystywanych do ich udzielania. Wykorzystywanie dostaw energii jako broni politycznej przez Rosję i stopniowe cięcia dostaw rosyjskiego gazu wymagały zdecydowanej reakcji politycznej UE, w tym środków krótkoterminowych, aby w całej Europie zapewnić przystępność cenową energii konsumentom i sektorom przemysłu podatnym na zagrożenia.

W 2021 roku dotacje w energetyce wykazywały tendencję do stopniowego wzrostu (Rysunek 2.52), natomiast w 2022 roku nastąpił ich gwałtowny wzrost. Łączna kwota dotacji w energetyce w UE wzrosła ze 177 mld EUR w 2015 r. do 216 mld EUR w 2021 r., a w 2022 r. osiągnęła szacunkową wartość 390 mld EUR.

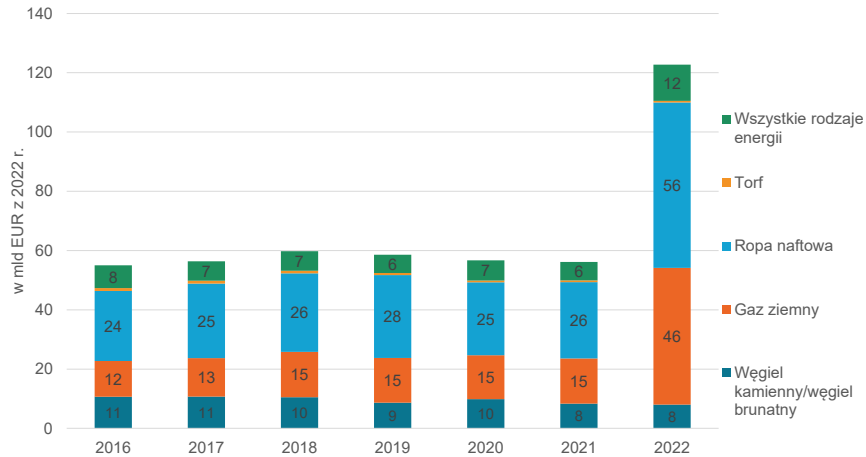


Rysunek 2.42. Dotacje według głównego źródła energii/nośnika energii w UE-27 (w mld EUR z 2022 r.)³⁵

Źródło: Sprawozdanie KE (COM 2023) 651 final - Sprawozdanie z 2023 roku dotyczące dotacji w energetyce w UE

³⁵Dane liczbowe za 2022 r., oznaczone zakreskowanym obszarem, obejmują kwotę około 44 mld EUR i stanowią 12% całkowitej kwoty ujętej w wykazie dotacji na 2022 rok.

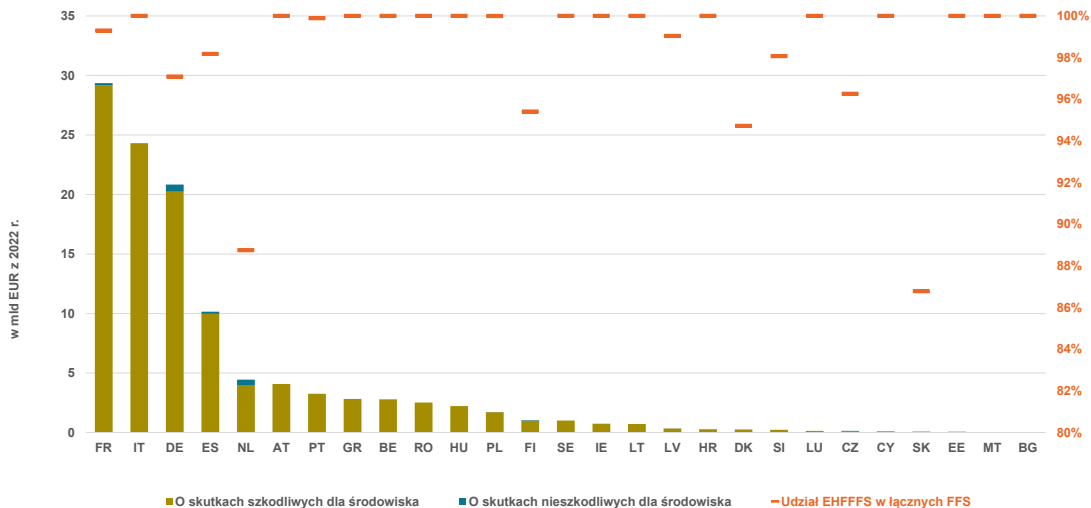
Tendencja spadkowa dotacji do paliw kopalnych utrzymywała się do 2021 r., kiedy to ich wartość wyniosła 56 mld EUR, a następnie w 2022 r. dotacje te wzrosły gwałtownie do szacunkowej wartości 123 mld EUR w odpowiedzi na kryzys. Chociaż w 2022 roku większość wsparcia na rzecz paliw kopalnych przeznaczono na produkty naftowe i rafinowane (56 mld EUR) (Rysunek 2.53), w latach 2021–2022 wartość dotacji ukierunkowanych na gaz ziemny wzrosła trzykrotnie i osiągnęła poziom 46 mld EUR. Wsparcie na rzecz węgla kamiennego i węgla brunatnego pozostało takie samo na poziomie 8 mld EUR, natomiast na wszystkie inne rodzaje paliw kopalnych, w tym torf, przeznaczono 13 mld EUR.



Rysunek 2.43. Dotacje do paliw kopalnych według rodzaju paliwa

Źródło: Sprawozdanie KE (COM 2023) 651 final - Sprawozdanie z 2023 roku dotyczące dotacji w energetyce w UE

Z danych (Rysunek 2.54) wynika, że dotacje do paliw kopalnych w jedenastu państwach członkowskich były większe niż w Polsce. Niemal wszystkie dotacje do paliw kopalnych w UE oceniono jako dotacje o skutkach szkodliwych dla środowiska.



Rysunek 2.44. Dotacje do paliw kopalnych według państwa członkowskiego i według wpływu na środowisko

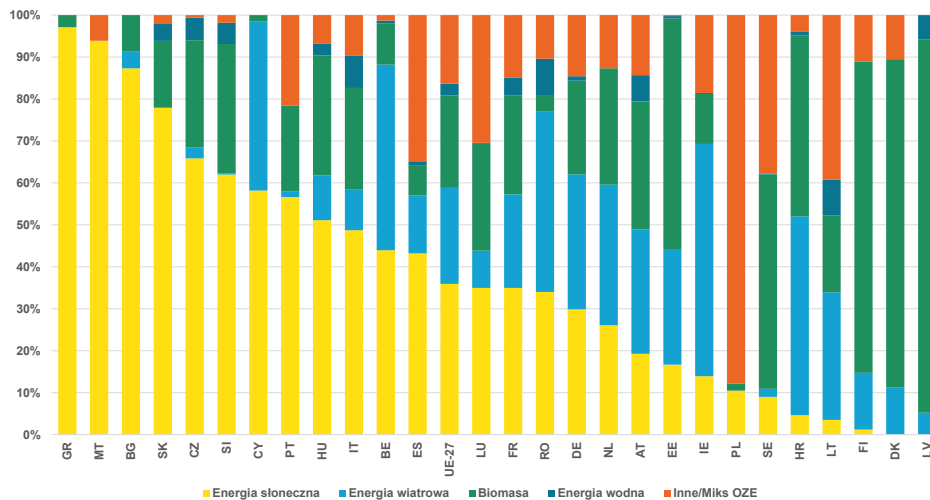
Źródło: Sprawozdanie KE (COM 2023) 651 final - Sprawozdanie z 2023 roku dotyczące dotacji w energetyce w UE

Wysokość dotacji przeznaczonych na odnawialne źródła energii w 2021 roku zmniejszyła się po raz pierwszy od wielu lat (Rysunek 2.54) do wartości 86 mld EUR (-1,3 mld EUR lub -1,5% w porównaniu z 2020 rokiem). Spadek ten wynikał głównie ze wzrostu cen hurtowych na rynku energii elektrycznej, co doprowadziło do zmniejszenia płatności w ramach instrumentów wsparcia, które zapewniają uzupełnienie cen rynkowych. Zmniejszenie kwoty dotacji przeznaczonych na energię ze źródeł odnawialnych nastąpiło również pomimo wzrostu zainstalowanych i objętych wsparciem mocy

wytwórczych OZE. W 2022 r. kwota dotacji do OZE wzrosła nieznacznie do 87 mld EUR i po raz pierwszy od 2015 r. była niższa od poziomu dotacji do paliw kopalnych.

Wsparcie dla technologii odnawialnych jest bardzo zróżnicowane w całej UE (Rysunek 2.55) i odzwierciedla krajowe priorytety i potencjał w zakresie OZE. W 2022 r. we wszystkich państwach członkowskich największą kwotę dotacji przeznaczono na energię słoneczną (zarówno energię fotowoltaiczną, jak i skoncentrowaną energię słoneczną) (25 mld EUR), a następnie na energię wiatrową i biomasę (15 mld EUR na każdą z nich). Najmniejsze wsparcie finansowe przeznaczono na energię wodną (1,5 mld EUR w 2022 r.). Powszechnie stosowano również dotacje, które nie były ukierunkowane na żadną konkretną technologię energii odnawialnej (24 mld EUR).

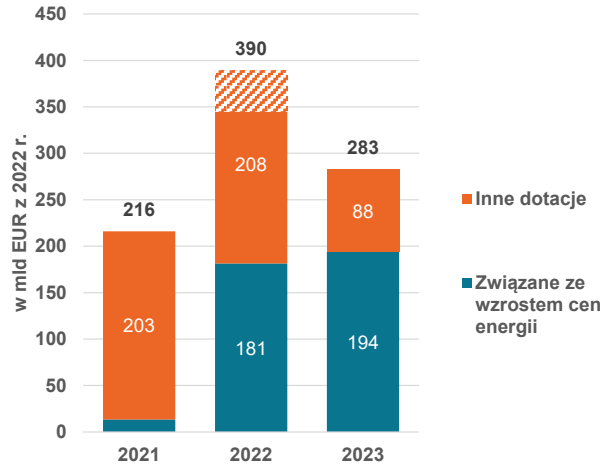
W 2021 roku niemal 90% udziału dotacji do OZE w Polsce stanowiły dotacje nieukierunkowane na konkretną technologię, natomiast pozostały udział przypadł na energię fotowoltaiczną oraz biomasę.



Rysunek 2.45. Udział dotacji do OZE według technologii dla wybranego państwa członkowskiego (2021 r.)

Źródło: Sprawozdanie KE (COM 2023) 651 final - Sprawozdanie z 2023 roku dotyczące dotacji w energetyce w UE

Komisja Europejska współpracuje z państwami członkowskimi w celu rozwiązania kryzysu energetycznego. Współpraca ta obejmuje działania mające na celu zabezpieczenie alternatywnych dostaw energii, zmniejszenie zapotrzebowania na energię, aby zrekomensować brak dostaw gazu z Rosji, wykorzystanie w większym stopniu odnawialnych źródeł energii oraz zwiększenie efektywności energetycznej. Oprócz wdrażania środków, które wprowadzono na szczeblu unijnym, lub których wprowadzenie umożliwiły ramy unijne, państwa członkowskie przyjęły również środki dostosowane do własnych potrzeb krajowych, aby chronić swoich obywateli i gospodarkę przed szkodliwymi cenami energii (Rysunek 2.56).

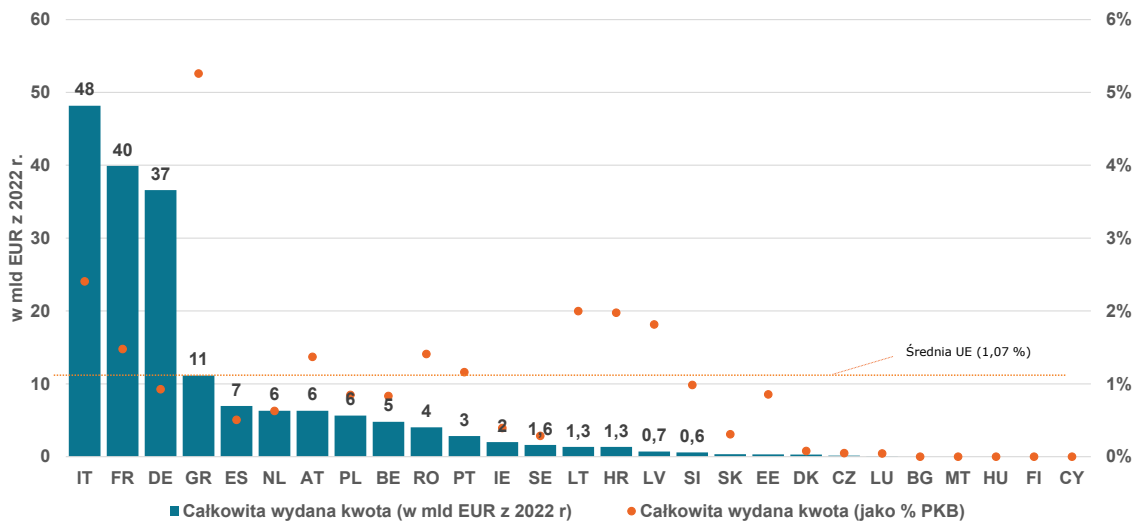


Rysunek 2.46. Znaczenie dotacji w energetyce w kontekście kryzysu związanego z cenami energii

Źródło: Sprawozdanie KE (COM 2023) 651 final - Sprawozdanie z 2023 roku dotyczące dotacji w energetyce w UE

Dzięki tym nowym środkom krajowym w 2022 r. państwa członkowskie przekazały na ten cel dotacje, których szacunkowa wartość wyniosła ok. 181 mld EUR, co stanowiło prawie 50% wszystkich dotacji w energetyce w UE-27 w 2022 roku. Początkowe dane liczbowe za 2023 r. wskazują na kontynuację tego wsparcia, ale tylko w perspektywie średnioterminowej. Planuje się, że prawie 80% wypłat w ramach tych środków zakończy się przed 2025 r., natomiast 20% wypłat ma planowany termin zakończenia przypadający po 2025 r. lub w ogóle nie przewidziano takiego terminu.

Dotacje na środki związane z kryzysem energetycznym stanowiły około 1,1% PKB UE w 2022 roku. Polska wydała w tym celu mniej niż 1,0% swojego PKB, co stanowiło około 6 mld EUR i była to kwota mniejsza od dotacji wprowadzonych w przypadku siedmiu państw członkowskich (Rysunek 2.57).

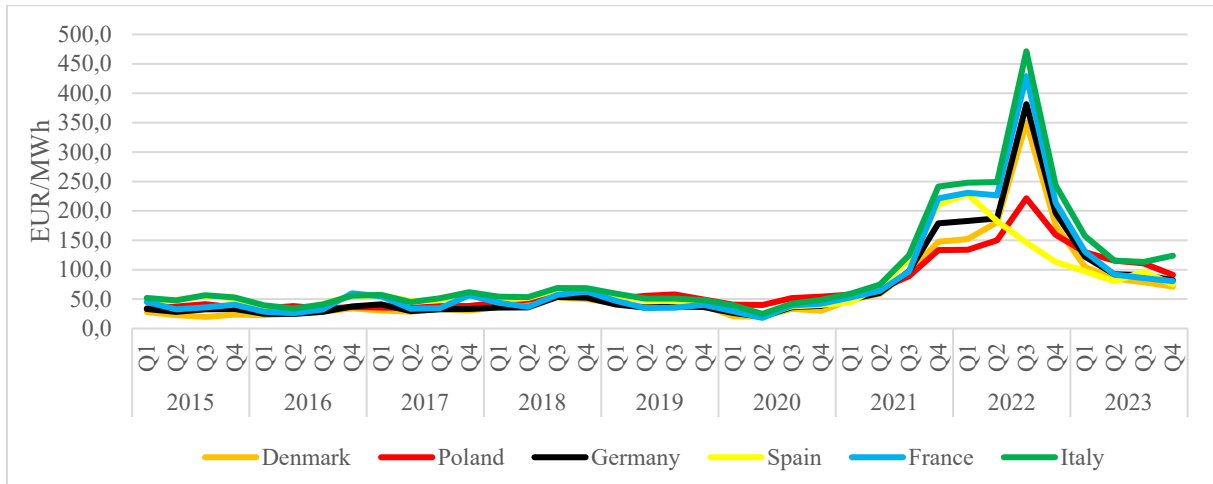


Rysunek 2.47. Dotacje na rozwiązanie problemu rosnących cen energii z podziałem na kraje w 2022 r.

Źródło: Sprawozdanie KE (COM 2023) 651 final - Sprawozdanie z 2023 roku dotyczące dotacji w energetyce w UE

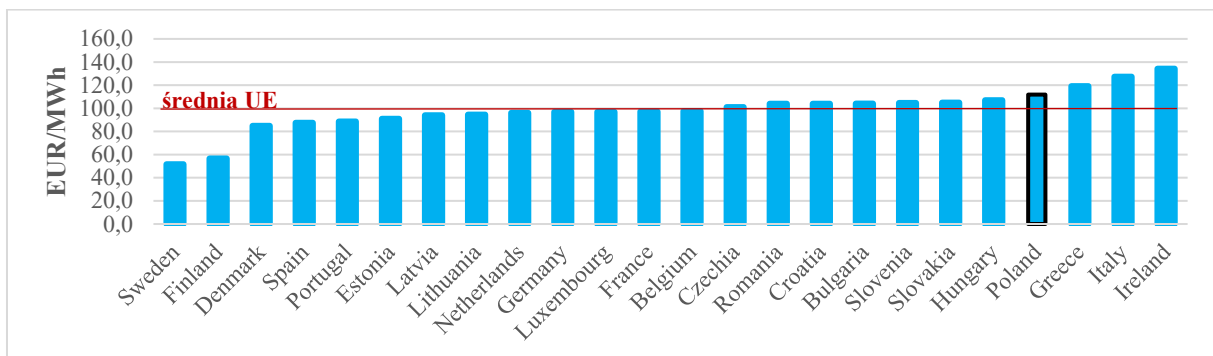
6.4. Obecny poziom cen hurtowych i detalicznych energii elektrycznej na tle państw regionu i średniej UE

Od 2015 do I kwartału 2021 roku ceny hurtowe energii elektrycznej w krajach UE kształtowały się na podobnym poziomie, nieprzekraczającym 100 EUR/MWh (Rysunek 2.58). 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 roku 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 roku średnia cena UE spadła do około 97 EUR/MWh, podczas gdy średnia cen hurtowych w Polsce wyniosła 112 EUR/MWh (Rysunek 2.59).



Rysunek 2.48. Ceny hurtowe energii elektrycznej z Rynku Dnia Następnego w wybranych krajach UE w latach 2015-2023

Źródło: Ember, ENTSO-e

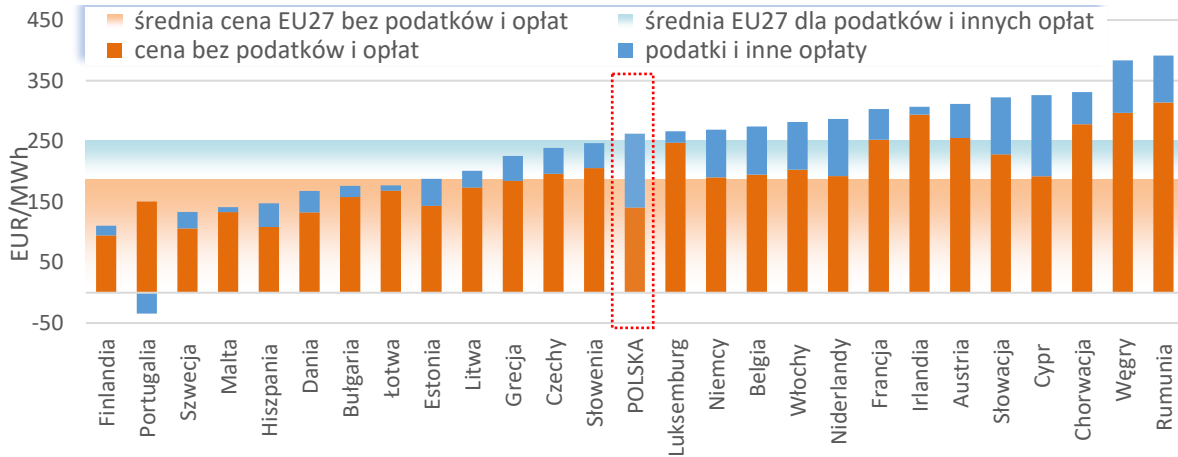


Rysunek 2.49. Ceny hurtowe energii elektrycznej z Rynku Dnia Następnego w krajach UE w 2023 roku

Źródło: Ember, ENTSO-e

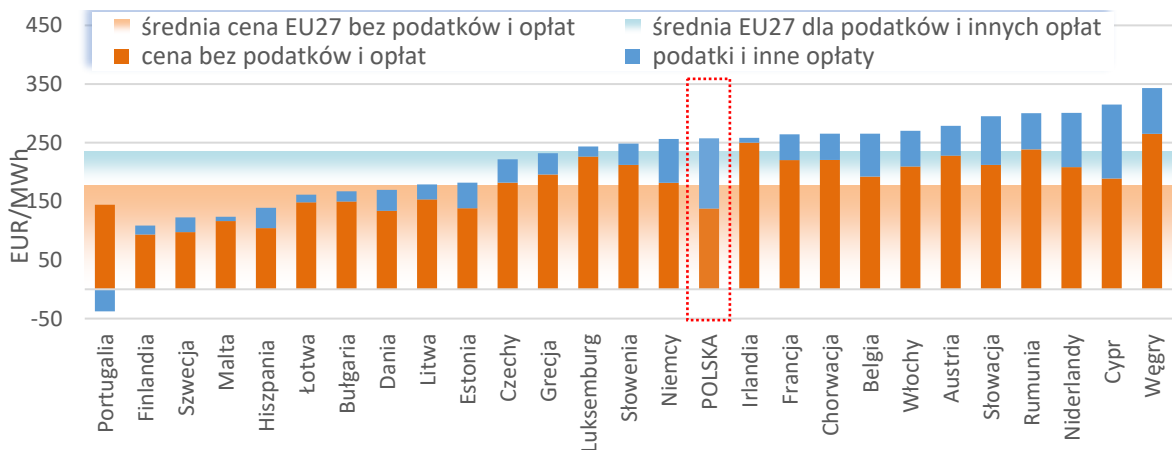
Na rysunkach poniżej przedstawiono ranking krajów UE pod względem poziomu cen na przykładzie cen energii elektrycznej wyrażonych w EUR/MWh w I półroczu 2023 r. dla trzech kategorii odbiorców przemysłowych, różniących się poziomem rocznego zużycia. Rysunki te obrazują zróżnicowanie cen

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.



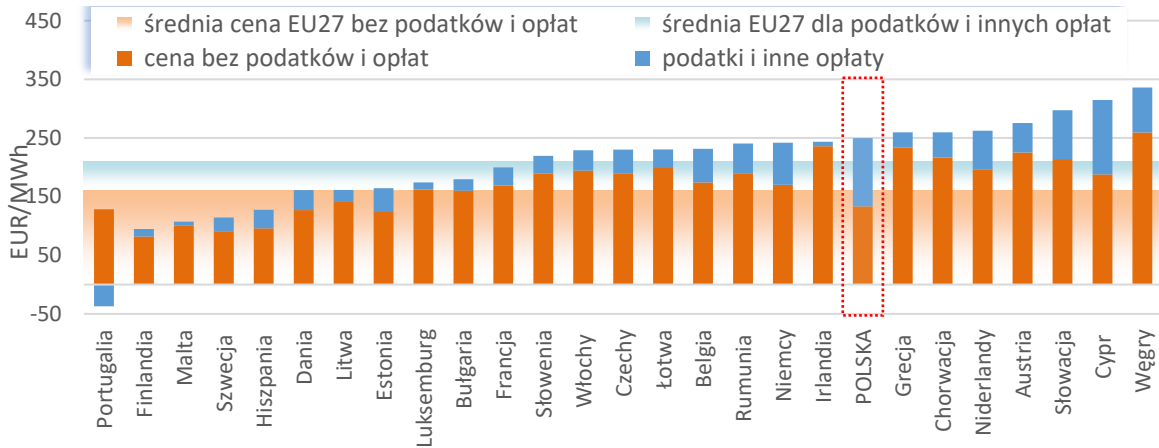
Rysunek 2.50. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych za I półrocze 2023 r. - kategoria IC (500 - 1999 MWh)

Źródło: Eurostat



Rysunek 2.51. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych za I półrocze 2023 r.- kategoria ID (2 000 - 19 999 MWh)

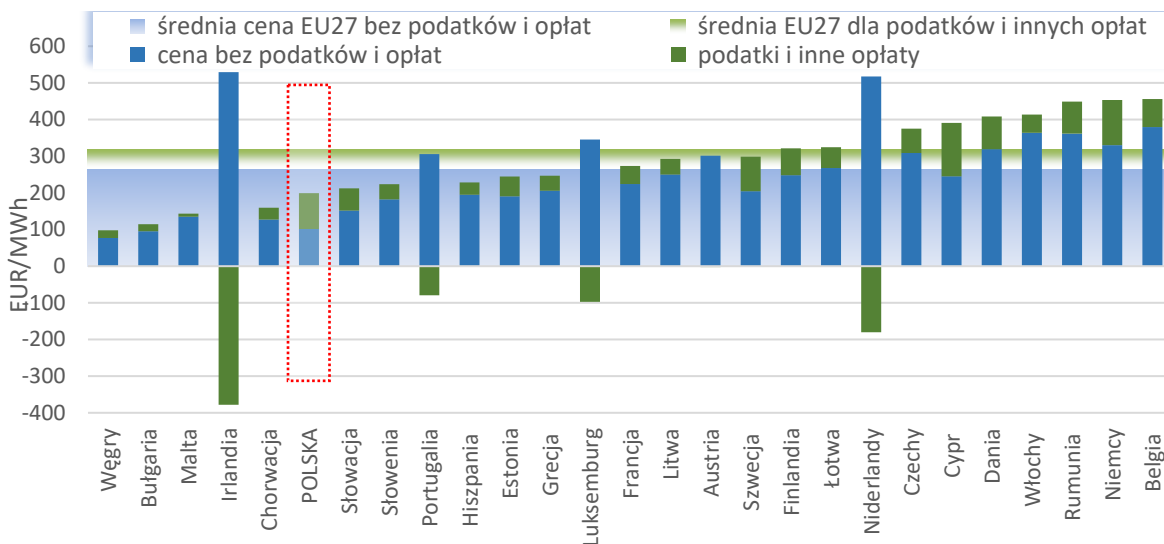
Źródło: Eurostat



Rysunek 2.52. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych za I półrocze 2023 r. - kategoria IE (20 000 – 69 999 MWh)

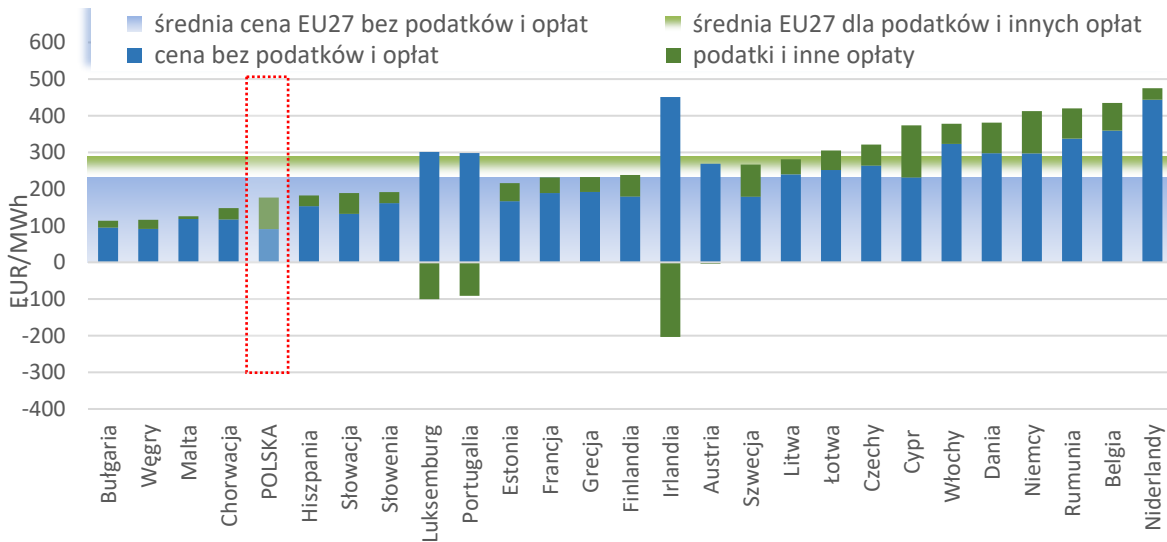
Źródło: Eurostat

Natomiast na rysunkach kolejnych 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.



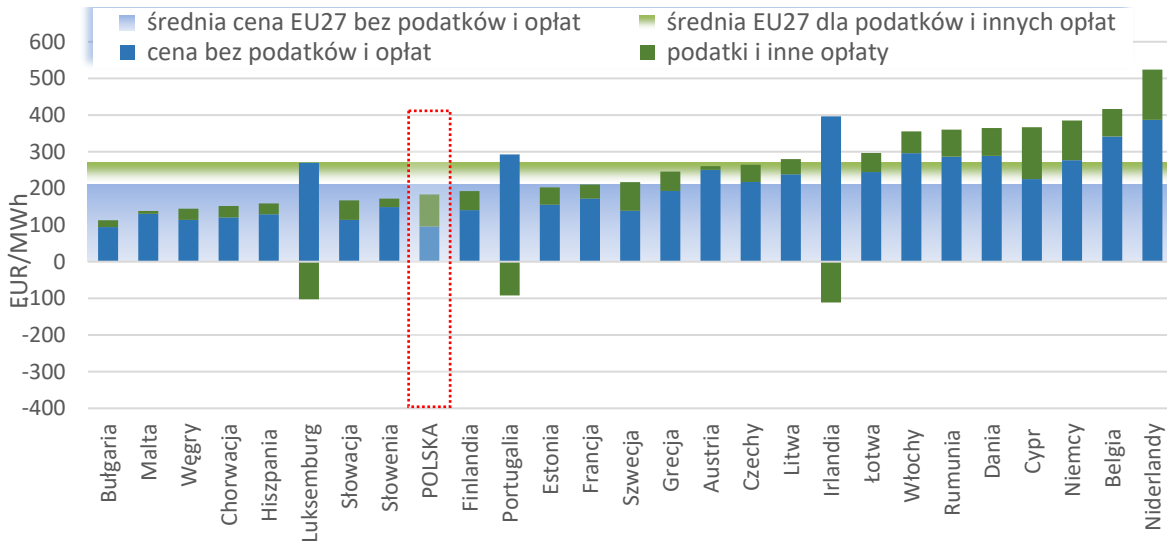
Rysunek 2.53. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych za I półrocze 2023 r. - kategoria DB (1 000 – 2 499 kWh)

Źródło: Eurostat



Rysunek 2.54. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych za I półrocze 2023 r.- kategoria DC (2 500 – 4 999 kWh)

Źródło: Eurostat



Rysunek 2.55. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych za I półrocze 2023 r.- kategoria DD (5 000 – 14 999 kWh)

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.

6.5. Prognozy dotyczące rozwoju nakładów na badania i innowacje przy istniejących politykach i środkach

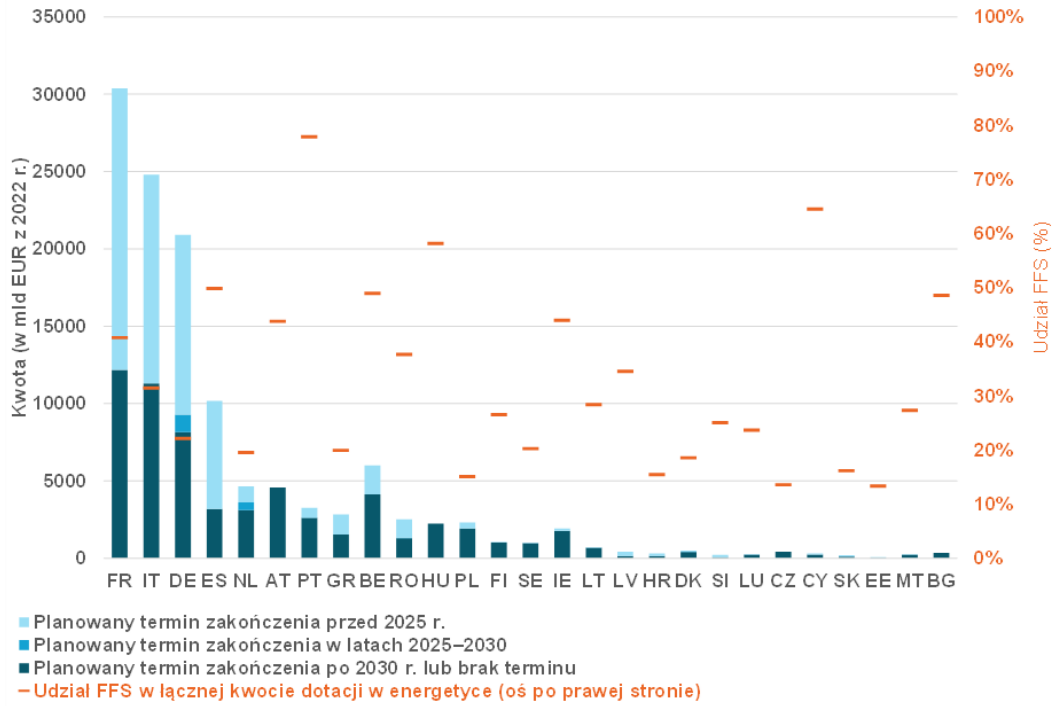
Zgodnie z celami unijnej strategii „Europa 2020”, inwestycje na badania i rozwój powinny osiągnąć poziom 3 proc. PKB Unii Europejskiej. Według opublikowanych przez Eurostat danych za 2022 rok, wśród członków UE, cztery kraje zanotowały intensywność B+R wyrażone jako procent PKB, powyżej 3%. Najwyższą intensywność B+R odnotowano w Belgii (3,44%), a następnie w Szwecji (3,40%), Austrii (3,20%) i Niemczech (3,13%). Z kolei osiem krajów UE zgłosiło intensywność badań i rozwoju poniżej 1%: Rumunia (0,46%), Malta (0,65%), Łotwa (0,75%), Cypr i Bułgaria (po 0,77%) odnotowały najniższy udział, a następnie Irlandia, Słowacja i Luksemburg z udziałem bliskim 1%. Polska znalazła się wśród pięciu krajów, które w ciągu ostatniej dekady zanotowały znaczący wzrost intensywności nakładów na badania i rozwój. Są one jednak w naszym kraju wciąż niższe niż średnia dla UE. W Polsce w 2022 roku, wskaźnik intensywności prac B+R wyniósł 1,46%. Zgodnie z dokumentem „Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju” na badania i rozwój założono przeznaczanie 2,5% PKB w 2030 r.

Według badania firmy doradczej Bain & Company, wydatki firm na badania i rozwój będą rosły średnio o 10% rocznie do 2026 r. pomimo wysokiej inflacji i niepewności na rynku. Firmy inwestują w R&D z zamiarem wdrożenia nowoczesnych technologii i szybszego wprowadzenia produktów na rynek. Największym wyzwaniem pozostaje brak wykwalifikowanej kadry. Do 2026 r. roczne wydatki firm na badania i rozwój osiągną 2,72 bln Euro, wobec 1,85 bln w 2022, co oznacza wzrost o niemal połowę. Prognoza odzwierciedla trend obserwowany już we wcześniejszych latach. Między 2016 a 2021 rokiem wydatki na R&D, mierzone jako procent przychodu wzrosły o 23%. Wzrost wydatków na badania i rozwój najczęściej deklarują przedstawiciele branży motoryzacyjnej, lotnictwa i obronności oraz energetyki.

Krajowe plany dotyczące dotacji w dziedzinie energii

W ogólnym unijnym programie działań w zakresie środowiska do 2030 r., zobowiązano Komisję i państwa członkowskie do stopniowego wycofywania dotacji o skutkach szkodliwych dla środowiska, a w szczególności dotacji do paliw kopalnych, poprzez „ustalenie ostatecznego terminu stopniowego wycofywania dotacji na paliwa kopalne, w sposób spójny z celem ograniczenia globalnego ocieplenia do 1,5 °C”.

Jak wynika z danych za 2022 r. (Rysunek 2.66), 47% (58 mld EUR) łącznych dotacji do paliw kopalnych (123 mld EUR) miało zaplanowany termin zakończenia przypadający przed 2025 r.. Tylko około 1% (1,7 mld EUR) dotacji do paliw kopalnych ma termin zakończenia w średnim okresie (2025–2030). W przypadku pozostałych 52% (64 mld EUR) nie przewidziano jeszcze terminu zakończenia albo ustalony termin zakończenia przypada po 2030 r.



Rysunek 2.56 Dotacje do paliw kopalnych według terminu zakończenia i jako odsetek łącznych dotacji w energetyce (%) w 2021 r.

Źródło: Sprawozdanie KE (COM 2023) 651 final - Sprawozdanie z 2023 roku dotyczące dotacji w energetyce w UE

Prawie wszystkie państwa członkowskie UE zamierzają odejść od paliw kopalnych. W większości państw członkowskich zamiar ten nie przełożył się jednak na konkretne plany. Sektor energetyczny jest sektorem, w odniesieniu do którego państwa członkowskie mają najbardziej konkretne plany zmniejszenia swojej zależności od paliw kopalnych, w szczególności węgla kamiennego. Osiem państw członkowskich wyznaczyło również terminy stopniowego wycofywania ogrzewania opartego na paliwach kopalnych w budynkach. W przypadku pozostałych sektorów gospodarki (przemysł, transport i rolnictwo), prawie w ogóle nie wyznaczono terminów zakończenia wykorzystywania paliw kopalnych.

Ponadto, chociaż kwota dotacji do paliw kopalnych wzrosła ponad dwukrotnie w 2022 r. w porównaniu z 2021 r. ze względu na środki wsparcia w odpowiedzi na kryzys energetyczny, zdecydowana większość tych środków ma charakter tymczasowy, a termin ich zakończenia przypada w najbliższej przyszłości. Istnieje niewielkie prawdopodobieństwo, aby kryzys energetyczny doprowadził do odwrócenia działań podjętych do tej pory przez państwa członkowskie w celu zmniejszenia dotacji do paliw kopalnych.

W dłuższej perspektywie, transformacja energetyczna umożliwi coraz większe przekierowanie wsparcia z dotacji do paliw kopalnych o skutkach szkodliwych dla środowiska na efektywność energetyczną i technologie energii odnawialnej.

Do tego celu służyć będą m.in. funkcjonujące programy wsparcia krajowego pochodzących z funduszy Unii Europejskiej. Program Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko (FEnIKS) 2021-2027, to największy pod względem finansowym i liczby obszarów wsparcia program, którego celem jest wsparcie przedsiębiorstw m.in. we wdrażaniu rozwiązań proekologicznych, takich jak modernizacja i unowocześnianie infrastruktury energetycznej, inwestycje w odnawialne źródła energii, optymalizacja zużycia energii oraz ograniczenie emisji gazów cieplarnianych. W ramach tego programu można pozyskać wsparcie m.in. na Efektywność energetyczną dla przedsiębiorstw i spółdzielni mieszkaniowych w formie instrumentu finansowego (pożyczka z umorzeniem) z budżetu 705 mln zł. Wsparcie finansowe ze środków UE dla przedsiębiorstw przysługuje na modernizację energetyczną budynków zakładowych, podniesienie efektywności energetycznej procesów wytwórczych, zwiększenie efektywności energetycznej systemów obiegu mediów w zakładzie, ciągów transportowych i zwiększanie efektywności energetycznej systemów pomocniczych, w tym np. kotłowni, układów odzysku ciepła z procesów

przemysłowych lub oświetlenia oraz instalację urządzeń OZE, czy instalacji i urządzeń do produkcji, magazynowania, tankowania lub transportu wodoru. Natomiast dla spółdzielni mieszkaniowych wsparcie finansowe ze środków UE przysługuje na działania dotyczące termomodernizacji budynków, wykorzystania technologii odzysku ciepła, przyłączenia do sieci ciepłowniczej lub w ograniczonym zakresie gazowej, instalacji nowych niskoemisyjnych lub odnawialnych źródeł ciepła lub energii elektrycznej na potrzeby własne, w tym przydomowych magazynów energii i pomp ciepła, wymianę oświetlenia na bardziej energooszczędne, montaż urządzeń umożliwiających indywidualne rozliczenie kosztów dostarczonego ciepła lub chłodu, wyposażonych w funkcje zdalnego odczytu oraz zastosowanie systemów zarządzania energią w budynku (BMS) oraz modernizację systemów wentylacji i klimatyzacji.

W ramach działania dotyczącego rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE) można otrzymać z programu FEnIKS dofinansowanie na budowę, przebudowę, modernizację i rozbudowę odnawialnych źródeł energii w zakresie wytwarzania biometanu wraz z przyłączeniem do sieci gazowej, budowę lub rozbudowę odnawialnych źródeł energii w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i/lub ciepła z biogazu wraz z magazynami energii działającymi na potrzeby danego źródła OZE oraz przyłączeniem do sieci, w tym z infrastrukturą umożliwiającą wykorzystanie ciepła wytworzonego w skojarzeniu. Maksymalny poziom dofinansowania UE w tym projekcie wynosi 79,71% z budżetu konkursu w wysokości 300 mln zł.

Istnieje również szereg dostępnych programów wsparcia finansowego na rozwój OZE, przede wszystkim do przedsięwzięć związanych z fotowoltaiką, oferowanych przez polski rząd oraz jednostki samorządu terytorialnego. Do listy ogólnopolskiego wsparcia finansowego do PV można zaliczyć programy m.in.: Agroenergia, Czyste powietrze, EnergiaPlus, EOG, Grant na OZE, Gwarancja Biznesmax, Program Feng „Zazielenienie przedsiębiorstw”).

6.6. Prognoza nakładów inwestycyjnych ponoszonych na badania nad ograniczeniem emisji

Nakłady na badania naukowe i prace rozwojowe wykazują w Polsce tendencję wzrostową. W latach 2005-2015 wzrosły z ok. 0,5% do ok. 1%. Zgodnie ze Strategią na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju oraz strategią Europa 2020 założono dalszy wzrost nakładów na badania naukowe i prace rozwojowe do zdefiniowanego w tych dokumentach poziomu 1,7% PKB w 2020 r. W analizie założono utrzymanie poziomu wydatków na badania naukowe i prace rozwojowe w wysokości 1,7% PKB w perspektywie do 2040 r.

Tabela 2.80. Nakłady na badania naukowe i prace rozwojowe (mln EUR'2016)

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Nakłady (mln EUR'2016)	1 711	2 798	4 250	9 371	11 044	12 716

Źródło: GUS: <http://stat.gov.pl/wskazniki-makroekonomiczne/>

Tabela 2.81. Nakłady na badania i rozwój w poszczególnych sektorach technologii ograniczających emisje (mln EUR'2016)

	2005	2010	2015
Efektywność energetyczna	b.d.	49,23	17,45
Paliwa kopalne	b.d.	30,78	30,12
Odnawialne źródła energii	b.d.	22,18	19,50
Energetyka jądrowa	b.d.	4,58	1,07
Wodór i ogniwa paliwowe	b.d.	1,80	1,94
Inne technologie w energetyce i magazynowaniu energii	b.d.	17,25	17,06
Inne międzydzyscyplinarne technologie w energetyce	b.d.	0,92	1,08

	2005	2010	2015
Całkowity budżet B+R sektora ograniczania emisji	b.d.	127	88

Źródło: MAE

W prognozie nakładów inwestycyjnych ponoszonych na badania i rozwój w sektorach ograniczających emisje założono, że tempo wzrostu tych nakładów w latach 2015-2030 proporcjonalne do tempa wzrostu nakładów na badania i prace rozwojowe ogółem.

Tabela 2.82. Prognoza sumarycznych nakładów ponoszonych na badania nad ograniczaniem emisji do roku 2030 (mln EUR'2016)

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Całkowity budżet B+R sektora ograniczania emisji	b.d.	127	88	195	229	264

Źródło: MAE, ARE SA

6.7. Przegląd potrzeb inwestycyjnych

6.7.1. Czynniki ryzyka finansowego

Do podstawowych zagrożeń w zakresie finansowania inwestycji w energetyce należy, utworzenie pierwszego kwietnia 2021 roku przez 43 instytucje finansowe z całego świata Net Zero Banking Alliance (NZBA), który skupia ponad 100 członków, reprezentujących 40 krajów i ponad 43% globalnych aktywów bankowych. Zrzeszone w organizacji instytucje zobowiązały się do osiągnięcia zerowej emisji netto gazów cieplarnianych w ich portfelach kredytowych do 2050 roku. Instytucje finansowe przy stosowaniu Standardu Net Zero mają stosować następujące kryteria:

- działalność operacyjna i finansowa generująca emisję gazów cieplarnianych powinna być zgodna z globalnym celem net zero,
- instytucje finansowe powinny dostosować działalność dostarczania finansowania nie tylko do celu net zero, ale także do celów zrównoważonego rozwoju,
- instytucje finansowe powinny wykorzystać swoje umiejętności wpływania i angażowania przedsiębiorstw niefinansowych i skoncentrować się na finansowaniu działań, wspierających ogólnogospodarczą dekarbonizację i zieloną transformację,

Wprowadzane aktualnie plany przejścia banków na nowe podejście do finansowania inwestycji między innymi w sektorze energetycznym, będą miały znaczący wpływ na inwestycje przedsiębiorstw ukierunkowując je, na zrównoważone rozwiązania i technologie, które są nieodzownym warunkiem osiągnięcia przez Unię celów klimatycznych do roku 2030 i 2050. Zapewnienie odpowiedniego poziomu tych inwestycji będzie szczególnym wyzwaniem w krótkim okresie w kontekście wyższych stóp procentowych i możliwej recesji.

Europejski Plan Działania dla Finansowania Zrównoważonego Wzrostu z 2018 r. oraz przyjęta niedawno przez Komisję Europejską Odnowiona Strategia Zrównoważonych Finansów wprowadziły szereg nowych regulacji wobec uczestników polskiego rynku kapitałowego. Obowiązki takie jak: raportowanie informacji na temat wpływu na środowisko, strategii dekarbonizacyjnych i potencjalnych ryzyk klimatycznych oznaczają nie tylko dodatkowe koszty, ale także spore zmiany organizacyjne w instytucjach finansowych i spółkach publicznych. Wyzwania nie ominą również Ministerstwa Finansów, bo państwowy budżet także będzie musiał dostosować się do zasad europejskiej Taksonomii.

Podstawowym instrumentem jaki będzie wpływał na podejmowanie decyzji co do finansowanie inwestycji w energetyce będzie taksonomia, która jest potoczną nazwą rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje oraz zmiany rozporządzenia (UE) 2019/2088. Stanowi ona zbiór

ogólnoeuropejskich zasad i technicznych wskaźników, które odzwierciedlają cele i ambicje klimatyczne UE dla poszczególnych obszarów gospodarki. Rozporządzenie określa nadrzędne warunki, które musi spełnić dana działalność gospodarcza, aby mogła zostać zakwalifikowana jako działalność zrównoważona środowiskowo. Warunki, które pozwalają uznać daną działalność za zrównoważoną są następujące:

- prowadzona działalność przyczynia się znacząco do realizacji co najmniej jednego z sześciu celów środowiskowych;
- nie szkodzi znacząco żadnemu z celów środowiskowych;
- działalność odbywa się zgodnie z minimalnymi gwarancjami;
- prowadzona działalność spełnia techniczne kryteria kwalifikacji ustanowione przez Komisję.

Warto przypomnieć że główne cele środowiskowe uznane przez Unie Europejską to:

1. łagodzenie zmiany klimatu;
2. adaptacja do zmian klimatu;
3. zrównoważone użytkowanie i ochrona zasobów wodnych i morskich;
4. przejście na gospodarkę o obiegu zamkniętym;
5. zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola;
6. ochrona i odbudowa różnorodności biologicznej i ekosystemów.

Rozporządzenie w zakresie Taksonomii zostało opublikowane w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej w dniu 22 czerwca 2020 roku i weszło w życie w dniu 12 lipca 2020 roku. Należy pamiętać, że w odniesieniu do rozporządzeń i decyzji poszczególne kraje UE zobowiązane są do ich stosowania z dniem wejścia w życie. Obowiązek stosowania kryteriów wynikających z Taksonomii oraz wskazywania ich w sprawozdaniach niefinansowych i informacjach o produktach dla celów środowiskowych wszedł w życie z dniem 1 stycznia 2022 r. W momencie wejścia w życie rozporządzenia obowiązek raportowania informacji niefinansowych na podstawie Taksonomii UE zostały zobowiązane podmioty, które publikują oświadczenia na temat informacji niefinansowych lub sprawozdania na temat informacji niefinansowych, zgodnie z wymogami ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości. Przepisy ustawy o rachunkowości dotyczące raportowania niefinansowego są implementacją dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/95/UE z dnia 22 października 2014 r. w odniesieniu do ujawniania informacji niefinansowych i informacji dotyczących różnorodności przez niektóre duże jednostki oraz grupy (NFRD). Obowiązki sprawozdawcze wprowadzone w taksonomii dotyczą:

- podmiotów z sektora finansowego (objętych SFRD – rozporządzenie (UE)2019/2088 w sprawie ujawniania informacji związanych ze zrównoważonym rozwojem w sektorze usług finansowych), które oferują „zielone” produkty i usługi finansowe – podmioty te zobowiązane są do ujawnienia, w jakim stopniu działalność przyczynia się do realizacji wskazanych celów oraz jaki procent inwestycji (obrót, CAPEX lub OPEX) jest zgodny z jej wymogami;
- spółki giełdowe (objęte NFRD – dyrektywą 2014/95/UE o ujawnianiu informacji niefinansowych) – wskazane jednostki zainteresowania publicznego zobowiązane są do ujawnienia, czy i w jakim stopniu ich działalność biznesowa jest zgodna z założeniami Taksonomii poprzez wskazanie, jaki odsetek obrotu, CAPEX-u i OPEX-u w danym roku przyczynił się do realizacji celów wyszczególnionych w Taksonomii.

Zgodnie z harmonogramem wprowadzania obowiązku raportowania informacji z zakresu taksonomii od 1 stycznia 2023 r. przedsiębiorstwa są zobowiązane do ujawniania wszystkich informacji ilościowych wymaganych przez załączniki do rozporządzenia delegowanego (w tym m.in. udział procentowy działalności gospodarczej zgodnej z Taksonomią – tj. zrównoważonej środowiskowo – w łącznym obrocie, kapitale i wydatkach operacyjnych w wielu przekrojach prezentacyjnych).

W dniu 27 czerwca 2023 roku (2023/2485) uchwalono rozporządzenie delegowane Komisji (UE) zmieniające rozporządzenie delegowane (UE) 2021/2139 ustanawiające dodatkowe techniczne kryteria kwalifikacji służące określeniu warunków, na jakich niektóre rodzaje działalności gospodarczej kwalifikują się jako wnoszące istotny wkład w łagodzenie zmian klimatu lub w adaptację do zmian klimatu, a także

określeniu, czy działalność ta nie wyrządza poważnych szkód względem żadnego z pozostałych celów środowiskowych.

Zgodnie z uzupełniającym aktem delegowanym, w przypadku gazu ziemnego instalacja gazowa musi: emitować nie więcej niż 270 g CO₂ na 1 kWh energii średnio w całym cyklu życia; emitować nie więcej niż 550 kg CO₂ na 1 kW mocy rocznie przez co najmniej 20 lat; być zbudowana w lokalizacji, gdzie wcześniej była inna instalacja; mieć moc o 15% mniejszą od swojej poprzedniczki; posiadać emisje CO₂ na poziomie nie większym niż 55% emisji poprzedniej instalacji; powstać przed 31 stycznia 2030 r.

W przypadku energetyki jądrowej w odniesieniu do przyszłych elektrowni atomowych wprowadzono warunek uzyskania pozwolenia na budowę do 2045 r. Ponadto, takie inwestycje muszą spełniać wymogi bezpieczeństwa jądrowego i środowiskowego. Od 2025 roku musi w nich być wykorzystywane paliwo odporne na wypadki. Koniecznym będzie również wykazanie, iż odpady nuklearne będą właściwie utylizowane, tj. bez szkody dla środowiska.

Obowiązki raportowania informacji z zakresu ustalonego w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 roku zostaną w najbliższych latach rozszerzone na znacznie większą liczbę podmiotów:

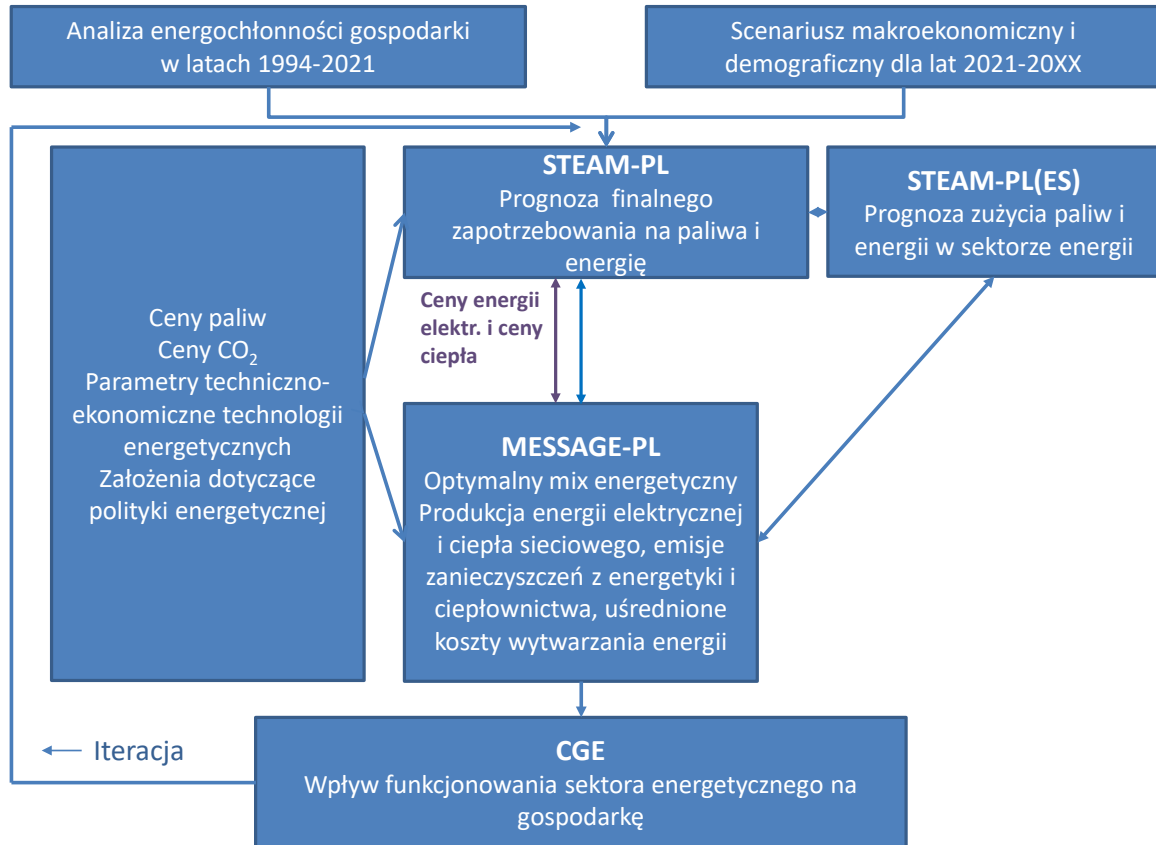
- od 1 stycznia 2024 roku – obowiązek raportowania dla jednostek podlegających dyrektywie w sprawie sprawozdawczości niefinansowej (NFRD), które już dziś sporządzają raporty niefinansowe;
- od 1 stycznia 2025 roku – obowiązek raportowania dla dużych jednostek, które obecnie nie podlegają dyrektywie NFRD;
- od 2026 roku – obowiązek raportowania dla MŚP notowanych na giełdzie oraz małych i niezłożonych instytucji kredytowych i wewnętrznych zakładów ubezpieczeń.

W praktyce raportowanie przez przedsiębiorstwa w zakresie taksonomii ma umożliwić instytucjom finansowym, w kredytowanie działalności inwestycyjnej firm, zapewnienie informacji czy dany podmiot lub projekt inwestycyjny spełnia taksonomię lub też nie. Uzyskana informacja będzie miała decydujący wpływ na ocenę poszczególnych przedsięwzięć inwersyjnych. Regulacja dotycząca taksonomii jest skierowana przede wszystkim do sektora finansowego, ale to koncerny energetyczne będą musiały się zmierzyć z nią jako spółki giełdowe w momencie przygotowywania raportów niefinansowych oraz jako inwestorzy poszukujący finansowania na rynku dla nowych bloków energetycznych. Regulacje wprowadzone rozporządzeniem o Taksonomii będą wymagały analizy działalności przedsiębiorstw pod kątem zgodności z taksonomią i wytycznymi, które zawiera ona dla energetyki. Tym samym koncerny energetyczne będą musiały wskazać jaka część obrotów, nakładów kapitałowych i w uzasadnionych przypadkach wydatków operacyjnych jest zgodna z taksonomią.

Na podstawie taksonomii będzie można zatem stwierdzić czy dana inwestycja może być traktowana jako „zrównoważona”. Jeżeli dane zadanie inwestycyjne zostanie zakwalifikowane jako nie zrównoważone, to nie będzie mogło uzyskać finansowania unijnego, a pozyskiwanie finansowania z rynku kapitałowego będzie utrudnione, a jeżeli możliwe do uzyskania to na bardzo niekorzystnych warunkach finansowych znacznie gorszych niż rynkowe. W wyniku prac prowadzonych w komisji Polska uzyskała zakwalifikowanie warunkowo elektrowni jądrowych i elektrowni gazowych. jako przejściowe.

7. Opis metodyki prognozowania

Ogólny schemat procedury obliczeniowej zastosowanej do celów pracy przedstawiono na rysunku (Rysunek 4.1).



Rysunek 4.57. Schemat procedury obliczeniowej zastosowanej do celów pracy

Punktem wyjścia w zastosowanej do celów pracy metodyce obliczeniowej była analiza energochłonności gospodarki w latach 1994-2022. Na jej podstawie dokonano podziału zużycia energii na poszczególne sektory i podsektory i w dalszej kolejności na poszczególne kierunki użytkowania (ogrzewanie, oświetlenie, procesy technologiczne etc.) w ramach zdefiniowanych w dedykowanym modelu podsektorów. Przebadano występujące relacje pomiędzy poszczególnymi elementami systemu i otoczeniem, siłę powiązań, a także określono w jakim stopniu zmiany zachodzące w jednej części systemu wpływają na zmiany w innych obszarach. Następnie, w oparciu o założone projekcje rozwoju gospodarczego i demograficznego kraju, zbudowano spójny scenariusz stanowiący bazę do obliczeń przyszłego poziomu zapotrzebowania na paliwa i energię w rozpatrywanym horyzoncie czasowym. Pierwszym krokiem w zastosowanej metodyce obliczeniowej było wyznaczenie przyszłego poziomu zapotrzebowania na energię w kraju.

Zgodnie z wykorzystaną metodyką, za główne czynniki wpływające na poziom przyszłego zapotrzebowania na energię przyjęto: tempo wzrostu gospodarczego opisanego szeregiem wskaźników makroekonomicznych (PKB i wartości dodane w poszczególnych sektorach gospodarki krajowej), procesy demograficzne, przewidywane zmiany stylu życia społeczeństwa, postęp technologiczny i procesy poprawy efektywności wykorzystania energii. Projekcje zapotrzebowania na energię elektryczną sporządzono z zastosowaniem podejścia bottom-up, wykorzystanego w modelu STEAM-PL (Set of Tools for Energy Demand Analysis and Modelling). Model STEAM-PL jest narzędziem opracowanym w ARE SA,

w pełni dostosowującym zawarte w nim relacje i równania do zmieniających się warunków funkcjonowania rynków energii, w tym przewidywanego postępu technologicznego. Wygenerowane z zastosowaniem wspomnianego modelu projekcje budowane są w oparciu o spójny scenariusz, w którego skład wchodzi założenia makroekonomiczne, demograficzne, założenia odnośnie przewidywanego postępu technologicznego i powiązanego z nim tempa poprawy efektywności użytkowania energii. Ceny paliw we wspomnianym modelu mają charakter danych egzogenicznych. Rokiem bazowym jest rok 2012. Kalibracja modelu została przeprowadzona na bazie danych statystycznych dla okresu 2000 - 2020. Model STEAM-PL generuje wyniki w zakresie prognoz zapotrzebowania na paliwa i energię, obejmujące wszystkie stosowane obecnie i perspektywiczne paliwa i nośniki energii we wszystkich sektorach i podsektorach gospodarki krajowej (z uwzględnieniem zakładanego tempa rozwoju energetyki rozproszonej). Zastosowanie odpowiednich wskaźników, pozwala na oszacowanie we wspomnianym modelu całkowitej emisji zanieczyszczeń, odpowiadającej zużyciu określonych paliw w danym sektorze gospodarki. Podejście symulacyjne, w odniesieniu do sektora przetwórstwa przemysłowego objętego systemem EU ETS, zostało dodatkowo uzupełnione metodami optymalizacyjnymi, lepiej nadającymi się do analiz strategii redukcji emisji CO₂ (MESSAGE-PL_Ind). W modelu STEAM-PL(ES) wyznaczono przyszłą wielkość zapotrzebowania na paliwa i energię w sektorze energii tj.: w kopalniach, koksowniach, rafineriach, gazowniach etc. Wyniki otrzymane z modelu STEAM-PL³⁶ zostały porównane z wynikami uzyskanymi w modelach MAED i BALANCE, opracowanych i rozwijanych w Argonne National Laboratory, Chicago Illinois (USA), wchodzących w skład pakietu analiz sektora energetycznego ENPEP - Energy and Power Evaluation Program. Ich opis można odnaleźć w wielu opracowaniach krajowych i zagranicznych.

Projekcje zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło sieciowe wykorzystano jako dane wejściowe do modelu MESSAGE-PL (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts, IIASA), w którym na podstawie otrzymanej wielkości zapotrzebowania, wyznaczono optymalną strukturę sektora wytwórczego oraz wymaganą tym zapotrzebowaniem produkcję z poszczególnych jednostek wytwórczych. Dobór optymalnej z punktu widzenia gospodarki struktury wytwarzania (mix energetyczny) w modelu MESSAGE opiera się na minimalizacji sumarycznych zdyskontowanych kosztów systemowych w całym rozpatrywanym przedziale czasowym, przy zadanych ogólnie ograniczeniach wynikających z polityki klimatyczno-energetycznej, warunków technicznych, logistycznych i surowcowych. Na podstawie obliczonej w tym modelu wielkości produkcji energii elektrycznej i ciepła sieciowego w poszczególnych technologiach wytwarzania, obliczono z zastosowaniem odpowiednich wskaźników, całkowite emisje zanieczyszczeń z sektora, a także uśrednione koszty wytwarzania energii elektrycznej, które stanowiły bazę do wyznaczenia cen detalicznych. Do przebadania wpływu funkcjonowania sektora paliwowo-energetycznego na gospodarkę, co ma być elementem II etapu pracy, przewiduje się zastosowanie modelu równowagi ogólnej CGE.

Opis zastosowanych modeli analitycznych

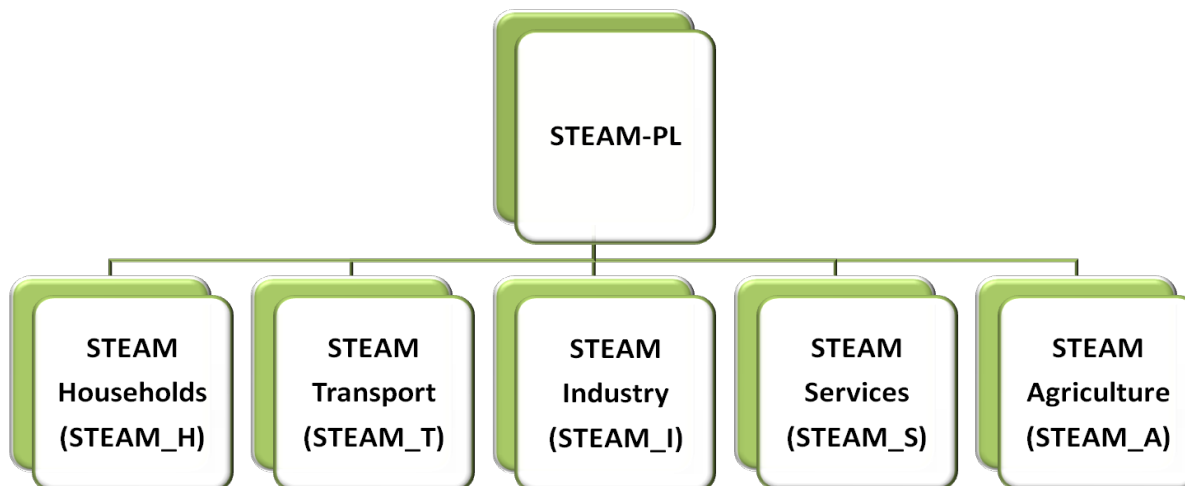
Model STEAM-PL

STEAM-PL jest modelem zużycia końcowego „end-use” dedykowanym dla krajowego systemu paliwowo-energetycznego, szczegółowo odzwierciedlającym techniczne aspekty związane z wykorzystaniem energii w poszczególnych sektorach gospodarki. Jest to zintegrowany model hybrydowy umożliwiający jednocześnie wyznaczanie przyszłego poziomu zapotrzebowania na energię użyteczną (z zastosowaniem klasycznego podejścia "bottom-up") i sposobów jego pokrycia (z zastosowaniem podejścia "top-down"). Model bazuje na algorytmie obliczeniowym, za pomocą którego dokonywana jest symulacja zachowań konsumentów energii, reagujących na zmiany relacji cenowych paliw i technologii, co umożliwia analizę substytucji technologii energetycznych i nośników energii w oparciu o koszty związane z dostawą określonych usług energetycznych (algorytm udziałów rynkowych). Do tego celu model wykorzystuje

³⁶ Skwierz S. Model "bottom-up" zapotrzebowania na energię uwzględniający postęp technologiczny i zmiany relacji cenowych. Agencja Rynku Energii S.A./Politechnika Warszawska, Warszawa 2017.

ekonometryczne modelowanie udziałów w rynku w postaci funkcji logit (market share algorithm - podejście matematyczne stosowane m.in. w modelach BALANCE/ENPEP³⁷ i WEM³⁸).

STEAM-PL posiada strukturę modułową, tzn. każdemu zdefiniowanemu w nim sektorowi gospodarki krajowej dedykowany jest odpowiedni moduł, uwzględniający w swoich algorytmach obliczeniowych szereg charakterystycznych cech wyróżniających dany sektor (Rysunek 4.2).



Rysunek 4.58. Podział struktury modelu STEAM-PL na moduły

W modelu zastosowano następujący podział sektorów gospodarki krajowej na podsektory, umożliwiającą uchwycenie specyficznych cech funkcjonowania poszczególnych obszarów gospodarczych (Tabela 4.1):

Tabela 4.83. Struktura sektorowa modelu STEAM-PL

Sektor	Podsektor
Gospodarstwa domowe	Gospodarstwa domowe w mieście
	Gospodarstwa domowe na wsi
Transport	Transport pasażerski
	Transport towarowy
Przemysł	Produkcja metali i odlewnictwo metali
	Produkcja metali nieżelaznych
	Produkcja wyrobów chemicznych i petrochemicznych
	Produkcja niemetalicznych wyrobów mineralnych
	Produkcja papieru i wyrobów z papieru, poligrafia, produkcja wyrobów z drewna
	Produkcja artykułów spożywczych, napojów oraz wyrobów tytoniowych
	Produkcja pozostałych wyrobów przemysłowych (produkcja wyrobów tekstylnych, odzieży, skór i wyrobów ze skór wyprawianych, produkcja maszyn i urządzeń, produkcja pojazdów samochodowych, przyczep i naczep, produkcja pozostałego sprzętu transportowego, produkcja maszyn i urządzeń, górnictwo rud metali, pozostałe górnictwo i wydobywanie, budownictwo, pozostała produkcja wyrobów).
Usługi	Usługi niekomercyjne
	Usługi komercyjne

W ramach każdego sektora i podsektora zdefiniowano następujące kierunki użytkowania energii (Tabela 4.2):

³⁷ <https://ceeesa.es.anl.gov/projects/Enpepwin.html>

³⁸ World Energy Model documentation. International Energy Agency, October 2021. https://iea.blob.core.windows.net/assets/932ea201-0972-4231-8d81-356300e9fc43/WEM_Documentation_WEO2021.pdf

Tabela 4.84. Zastosowany w modelu STEAM-PL podział na kierunki użytkowania

Sektor	Podsektor
Gospodarstwa domowe	Urządzenia elektryczne
	Oświetlenie
	Klimatyzacja i wentylacja
	Przygotowanie posiłków
	Ogrzewanie pomieszczeń
	Przygotowanie CWU
Transport	Praca przewozowa (transport pasażerski)
	Praca przewozowa (transport towarowy)
Przemysł	Napędy elektryczne
	Oświetlenie
	Ogrzewanie i wentylacja pomieszczeń
	Ciepło piecowe
	Para technologiczna
Usługi	Oświetlenie pomieszczeń
	Oświetlenie ulic
	Wentylacja
	Klimatyzacja
	Ogrzewanie pomieszczeń
	Przygotowanie CWU
	Napędy elektryczne
	Urządzenia technologiczne
	Elektryczne urządzenia biurowe
	Urządzenia chłodnicze
	Przygotowanie posiłków
	Rolnictwo
Pozostałe paliwa	
Odbiory elektryczne	

Procedurę obliczeniową zastosowaną w modelu można scharakteryzować w następujący sposób: model w pierwszej kolejności określa poziom zapotrzebowania na energię użyteczną na podstawie przyjętego tempa rozwoju gospodarczego kraju oraz czynników o charakterze społecznym, technicznym i regulacyjnym.

Jako siły sprawcze³⁹ zmian zapotrzebowania w poszczególnych sektorach i kierunkach użytkowania przyjmowane są (Tabela 4.3):

Tabela 4.85. Siły sprawcze zmian zapotrzebowania w poszczególnych sektorach

Sektor	Kierunek użytkowania energii	Podsektor
Gospodarstwa domowe	Urządzenia elektryczne	Dochód rozporządzalny gosp. dom.
	Oświetlenie	Liczba gospodarstw domowych, powierzchnia użytkowa
	Klimatyzacja i wentylacja	Dochód rozporządzalny, liczba gosp. dom.
	Przygotowanie posiłków	Liczba ludności, liczba gosp. dom.
	Ogrzewanie pomieszczeń	Powierzchnia użytkowa
	Przygotowanie ciepłej wody użytkowej	Liczba ludności, liczba gosp. dom.
Transport	Praca przewozowa transportu pasażerskiego	Dochód rozporządzalny gosp. dom.

³⁹ zidentyfikowane czynniki, które w największym stopniu warunkują zakres i tempo zmian zapotrzebowania na energię

Sektor	Kierunek użytkowania energii	Podsektor
	Praca przewozowa transportu towarowego	PKB, wartość dodana w przemyśle i budownictwie
Przemysł	Napędy elektryczne	PKB, wartość dodana w przemyśle i budownictwie
	Oświetlenie	
	Ogrzewanie, wentylacja pomieszczeń	
	Ciepło piecowe	
	Para technologiczna	
Usługi	Oświetlenie	Powierzchnia użytkowa obiektów, wartość dodana w usługach
	Ogrzewanie pomieszczeń	
	Wentylacja	Liczba obiektów, liczba osób użytkujących obiekty, liczba zatrudnionych osób poszczególnych kategoriach działalności oraz wartość dodana w usługa
	Klimatyzacja	
	Przygotowanie CWU	
	Napędy elektryczne	
	Urządzenia technologiczne	
	Elektryczne urządzenia biurowe	
	Urządzenia chłodnicze	
	Przygotowywanie posiłków	
Rolnictwo	Odbiory elektryczne	Wartość dodana w rolnictwie
	Paliwa silnikowe	
	Pozostałe paliwa	

W następnym kroku określany jest zestaw technologii i urządzeń umożliwiających pokrycie zapotrzebowania na poszczególne usługi energetyczne. Do wyznaczenia stanu wyjściowego wykorzystano m.in.: wyniki cyklicznego (co trzy lata) badania zużycia paliw i energii w gospodarstwach domowych⁴⁰, wyniki badania statystycznego „Bilanse paliw i energii”⁴¹, a także wyniki analiz wykonanych przez uznane ośrodki badawcze i instytucje branżowe. Na podstawie prognozowanej ilości urządzeń, ich charakterystyk techniczno-ekonomicznych oraz przewidywanej intensywności wykorzystania obliczane jest finalne zużycie energii. Poprawa efektywności energetycznej urządzeń elektrycznych uwzględniana jest poprzez założenia związane z rozwojem technologicznym (klasy energetyczne). Tempo wymiany urządzeń istniejących na nowe o wyższej klasie efektywności energetycznej, przyjmowane jest na podstawie analizy trendów historycznych, jako wynik predykcji uzyskany w odpowiednich modelach ekonometrycznych oraz na podstawie danych sprzedażowych pozyskanych od producentów, dla każdego urządzenia z osobna (wskaźnik określający tempo wymiany urządzeń starych na nowe może być również określany przez użytkownika). Podział na klasy energetyczne jest stosowany dla wszystkich zdefiniowanych w modelu urządzeń elektrycznych (np. w module dedykowanym gospodarstwu domowemu zdefiniowano 72 różne typy urządzeń elektrycznych codziennego użytku +6 rodzajów urządzeń klimatyzacji i wentylacji). Dla kierunków użytkowania energii takich jak: ogrzewanie i przygotowywanie ciepłej wody użytkowej, do określenia sposobu pokrycia potrzeb energetycznych wykorzystywany jest wspomniany wcześniej algorytm udziałów rynkowych.

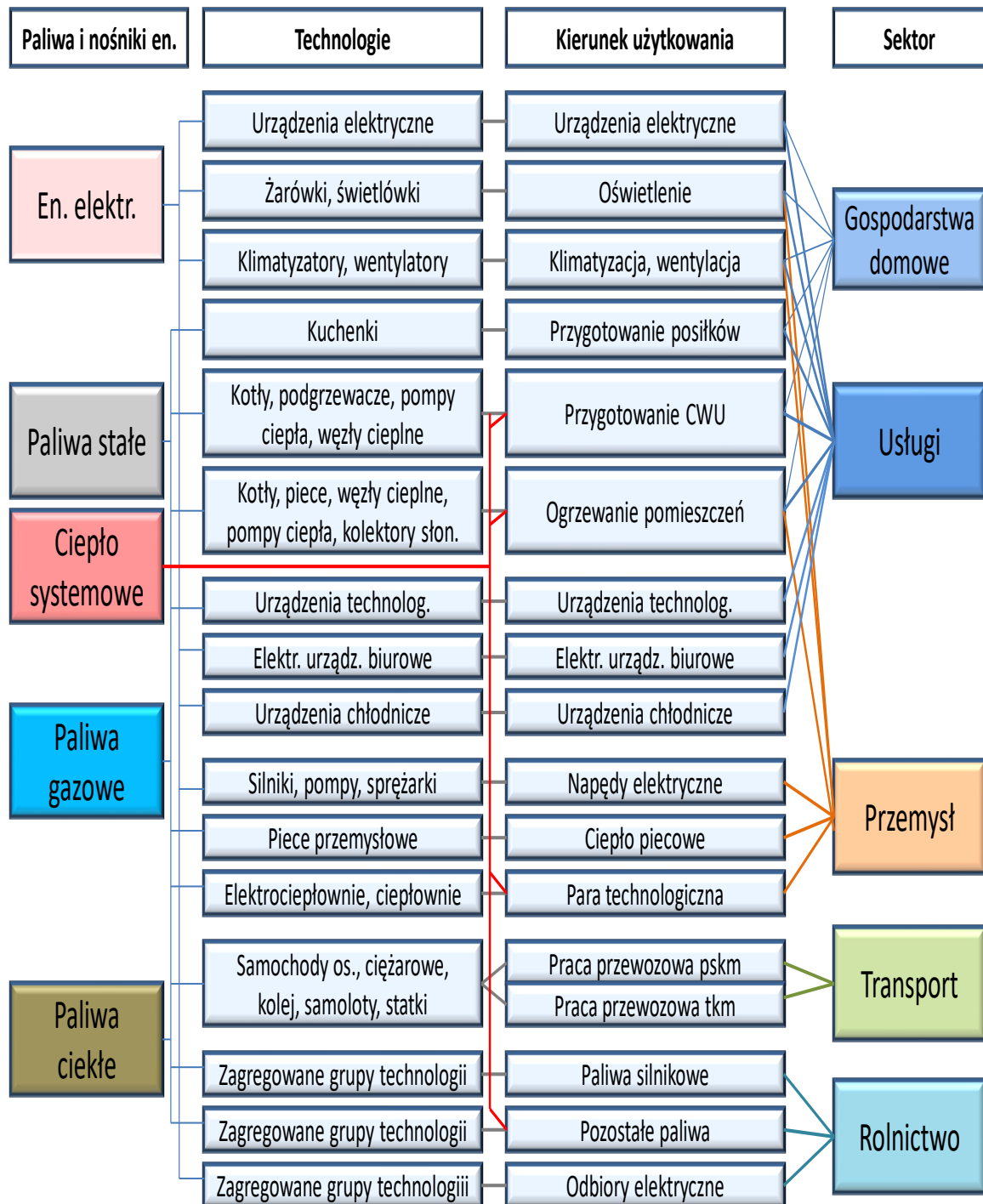
W sektorze przetwórstwa przemysłowego model stosuje nieco inne podejście niż dla usług i gospodarstw domowych, a mianowicie w pierwszej kolejności przygotowywane są projekcje produkcji energochłonnych wyrobów przemysłowych (jako dane egzogeniczne wynikające ze strategii gospodarczej oraz z dedykowanych modeli ekonomicznych), a następnie na podstawie danych historycznych wyznaczane są wskaźniki energochłonności dla danych grup wyrobów. Wskaźniki te są ekstrapolowane, co stanowi element odzwierciedlający przebieg procesów poprawy efektywności wykorzystania energii (wartości wspomnianych wskaźników mogą być w dowolny sposób kształtowane przez użytkownika, który bazuje na danych historycznych, jak również na danych dotyczących możliwości

⁴⁰ „Zużycie energii w gospodarstwach domowych” - GUS, Warszawa, 2002, 2009, 2012, 2015

⁴¹ G-02b (Sprawozdanie bilansowe nośników energii i infrastruktury ciepłowniczej), G-03 (Sprawozdanie o zużyciu paliw i energii)

rozwoju technologicznego w przyszłości). Uzyskany w ten sposób poziom zapotrzebowania na energię ulega w dalszej kolejności podziałowi na poszczególne kierunki użytkowania, w obrębie których, za pomocą algorytmu udziałów rynkowych przeprowadza się symulację sposobów pokrycia tego zapotrzebowania przez poszczególne grupy dedykowanych technologii, opisanych szeregiem parametrów techniczno-ekonomicznych - przy zadanych ograniczeniach o charakterze technicznym, surowcowym i środowiskowym.

Na rysunku (Rysunek 4.3) przedstawiono schemat modelu i poszczególne elementy zdefiniowane w modelu STEAM-PL.



Rysunek 4.59. Ogólny schemat modelu STEAM-PL

Zapotrzebowanie na energię użyteczną dla kierunków użytkowania: urządzenia elektryczne, oświetlenie, klimatyzacja i wentylacja, przygotowanie posiłków, elektryczne urządzenia biurowe oraz urządzenia chłodnicze, obliczane jest na podstawie liczby urządzeń danego typu oraz intensywności ich wykorzystania (zdefiniowanej jako iloczyn średniego rocznego czasu wykorzystania i mocy lub rocznego poboru energii):

$$ZEU = LUO * IWU \quad (3.1)$$

gdzie:

ZEU - zapotrzebowanie na energię użyteczną

LUO - liczba urządzeń odbiorczych

IWU - intensywność wykorzystania danego urządzenia odbiorczego (iloczyn średniego rocznego czasu wykorzystania i mocy urządzenia lub średni roczny pobór energii)

Liczba urządzeń odbiorczych i intensywność ich wykorzystania jest najczęściej pochodną przewidywanej liczby gospodarstw domowych, liczby podmiotów prowadzących daną działalność usługową, liczby ludności oraz stopnia zamożności społeczeństwa mierzonych wskaźnikami PKB/Mieszkańca lub poziomu dochodu rozporządzalnego. W przypadku dostępności danych, wykorzystuje się także dane sprzedażowe pochodzące bezpośrednio od dostawców.

W pozostałych kierunkach użytkowania, zapotrzebowanie na energię jest obliczane na podstawie przewidywanego poziomu aktywności oraz zużycia energii na jednostkę tej aktywności:

$$ZEU = A * I \quad (3.2)$$

gdzie:

ZEU - energia użyteczna

A - poziom aktywności

I - energochłonność

$$ZEF = ZEU * \eta \quad (3.3)$$

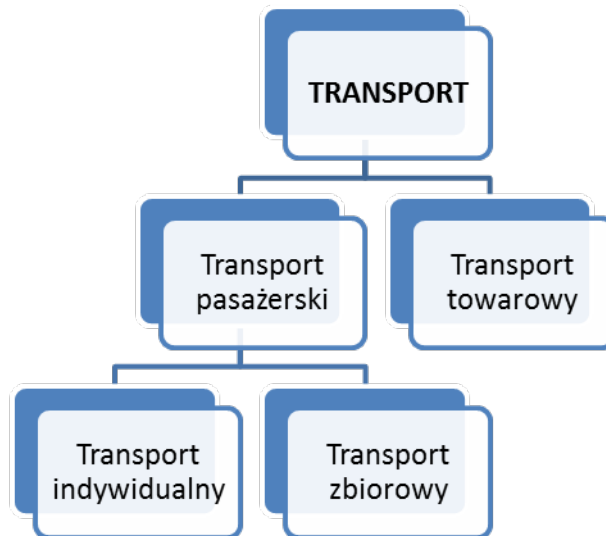
gdzie:

ZEF - energia finalna

η - sprawność

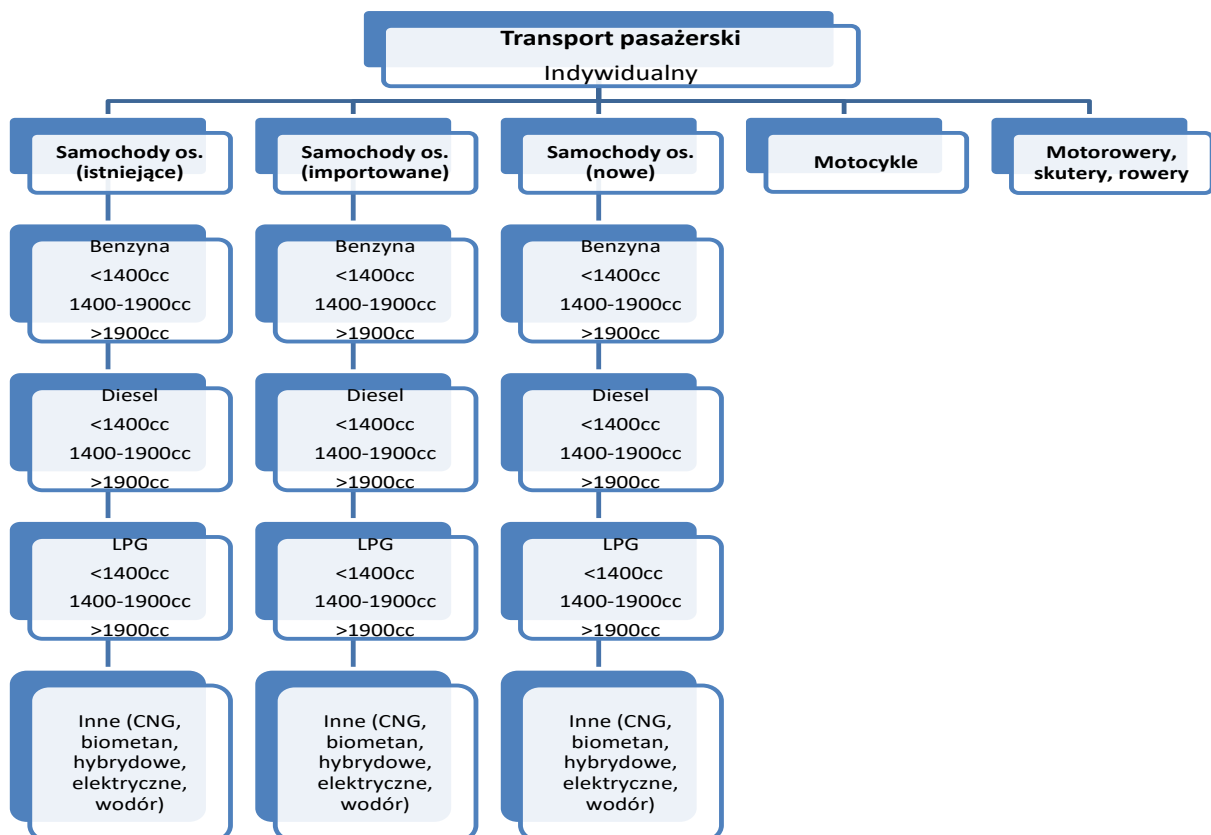
Algorytm udziałów rynkowych (*market share alghoritm*) jest wykorzystywany do określania sposobu pokrycia wyznaczonego w poprzednich krokach zapotrzebowania na energię użyteczną, dla kierunków użytkowania, w których występuje konkurencja pomiędzy poszczególnymi technologiami i nośnikami energii (np. ogrzewanie pomieszczeń, przygotowywanie posiłków, przygotowywanie ciepłej wody użytkowej, para technologiczna).

Moduł dedykowany sektorowi transportu (STEAM_T) umożliwia prowadzenie analiz w podziale na transport: pasażerski i towarowy oraz w podziale na zdefiniowane wewnątrz tych dwóch kategorii, rodzaje środków transportu i typy pojazdów. Zastosowana struktura pozwala na szczegółowe odzwierciedlenie zasad funkcjonowania krajowego sektora transportu (Rysunek 4.4; Rysunek 4.5; Rysunek 4.6; Rysunek 4.7; Rysunek 4.8).



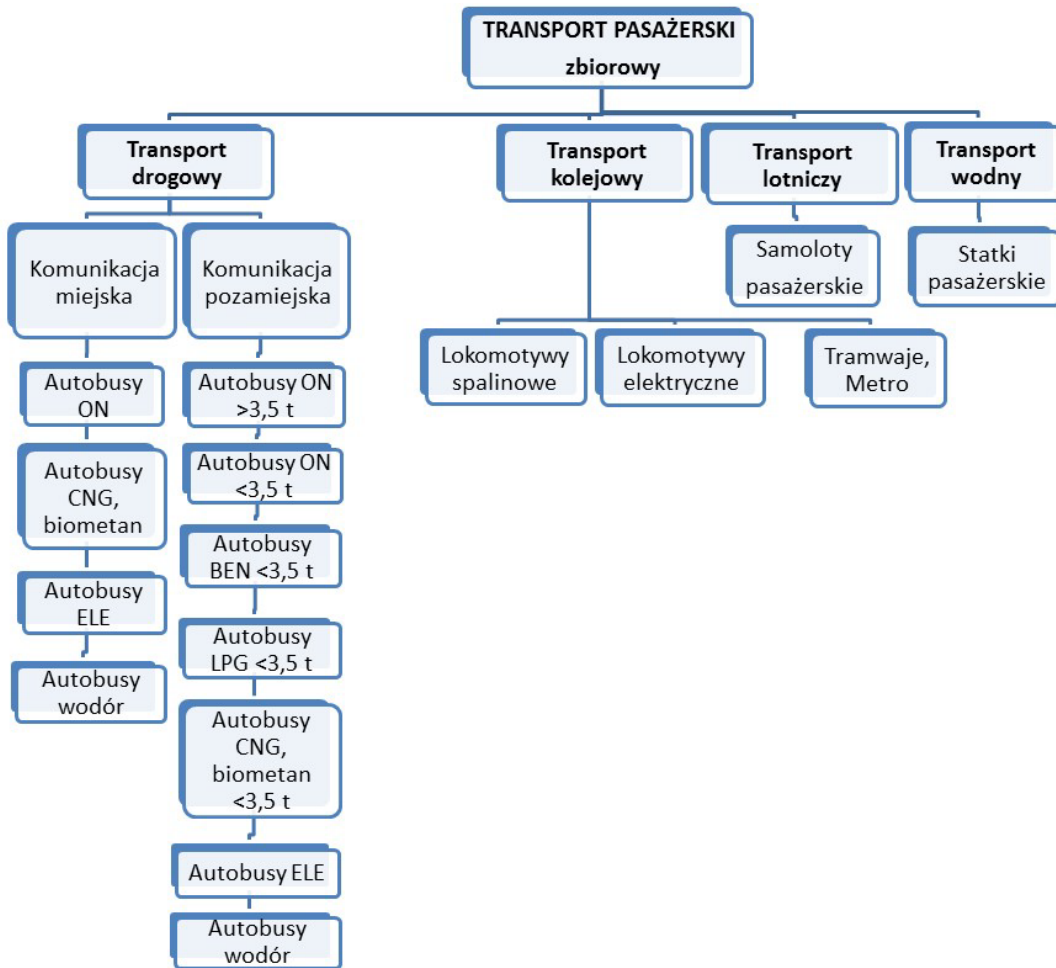
Rysunek 4.60. Struktura zastosowana w module STEAM_T

W transporcie pasażerskim indywidualnym wyspecyfikowano następujące grupy pojazdów: samochody osobowe istniejące, samochody osobowe nowe, samochody osobowe importowane, a także motocykle, skutery i rowery. W kategorii samochodów osobowych zdefiniowano następujące typy pojazdów w zależności od rodzaju stosowanego paliwa (benzyna, olej napędowy, gaz ciekły LPG, sprężony gaz ziemny CNG, energia elektryczna, inne) oraz pojemności skokowej silnika (<1,4 dm³, 1,4-1,9 dm³, >2,0 dm³), (Rysunek 4.5).



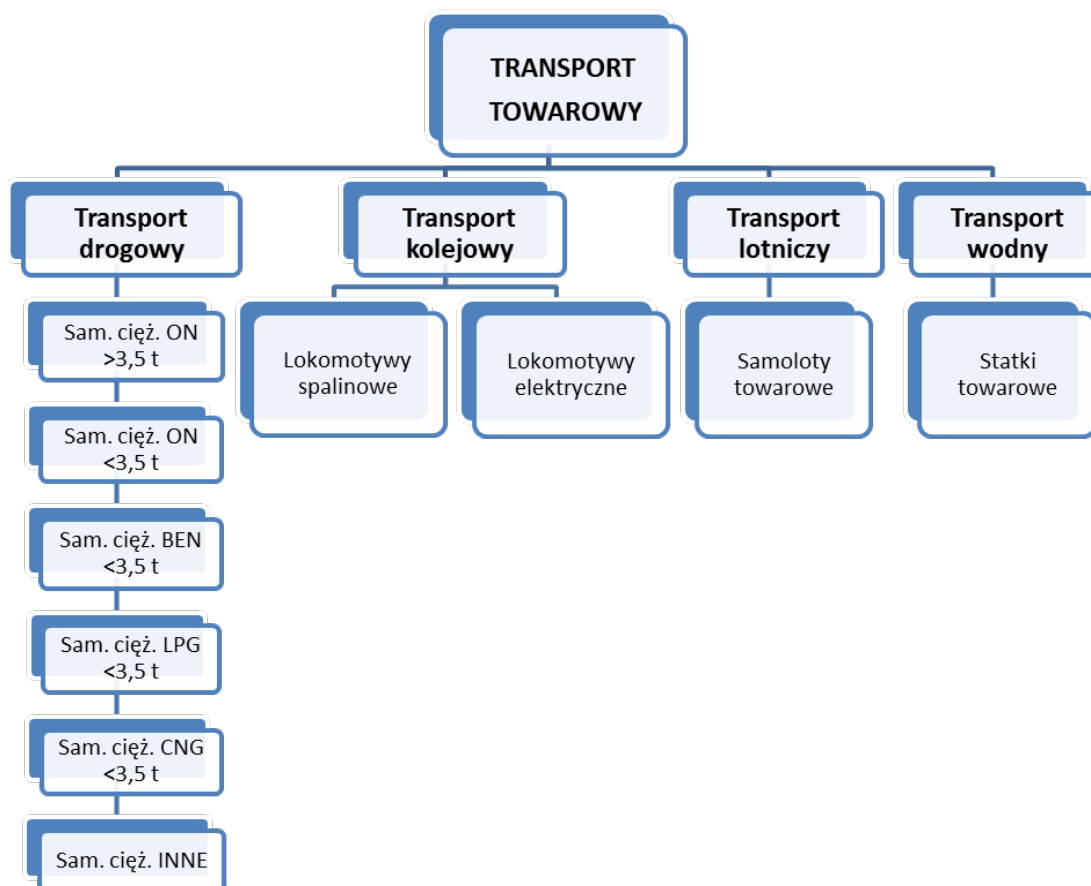
Rysunek 4.61. Struktura zastosowana w module STEAM_T - Transport pasażerski indywidualny

W transporcie pasażerskim zbiorowym wyodrębniono cztery podstawowe gałęzie transportu tzn.: transport drogowy (obejmujący komunikację autobusową miejską i międzymiastową), transport kolejowy z wyszczególnieniem charakterystycznych typów pojazdów szynowych (lokomotywy spalinowe, elektryczne, pociągi metra oraz tramwaje), transport lotniczy oraz transport wodny. Do środków komunikacji miejskiej zaliczono autobusy napędzane olejem napędowym (ON), sprężonym gazem ziemnym (CNG), energią elektryczną i innymi paliwami (np. wodór, etanol). W komunikacji pozamiejskiej (międzymiastowej i międzynarodowej) przyjęto pięć typów pojazdów autobusowych: autobusy napędzane ON o masie > 3,5 t i < 3,5 t, autobusy napędzane benzyną o masie < 3,5 t oraz autobusy na sprężony gaz ziemny o masie do 3,5 t (Rysunek 4.6).



Rysunek 4.62. Struktura zastosowana w module STEAM_T – Transport pasażerski zbiorowy

W transporcie towarowym wyspecyfikowano cztery podstawowe gałęzie tj.: transport drogowy, który reprezentowany jest przez samochody ciężarowe o masie pojazdu do 3,5 t i powyżej 3,5 określonym rodzaju stosowanego paliwa, transport kolejowy (lokomotywy spalinowe i elektryczne) oraz transport lotniczy i wodny (statki towarowe, barki), (Rysunek 4.7).



Rysunek 4.63. Struktura zastosowana w module STEAM_T – Transport towarowy

Projekcje zapotrzebowania na paliwa w tym sektorze, tworzone są na podstawie iloczynu przewidywanej liczby pojazdów transportowych, prognoz ich średnich rocznych przebiegów oraz średniego zużycia paliwa na 100 km przebiegu:

$$EF = LP * SRP * SZP \tag{3.4}$$

gdzie:

EF - energia finalna

LP - liczba pojazdów transportowych

SRP - średnie roczne przebiegi

SZP - średnie zużycie paliwa na 100 km przebiegu.

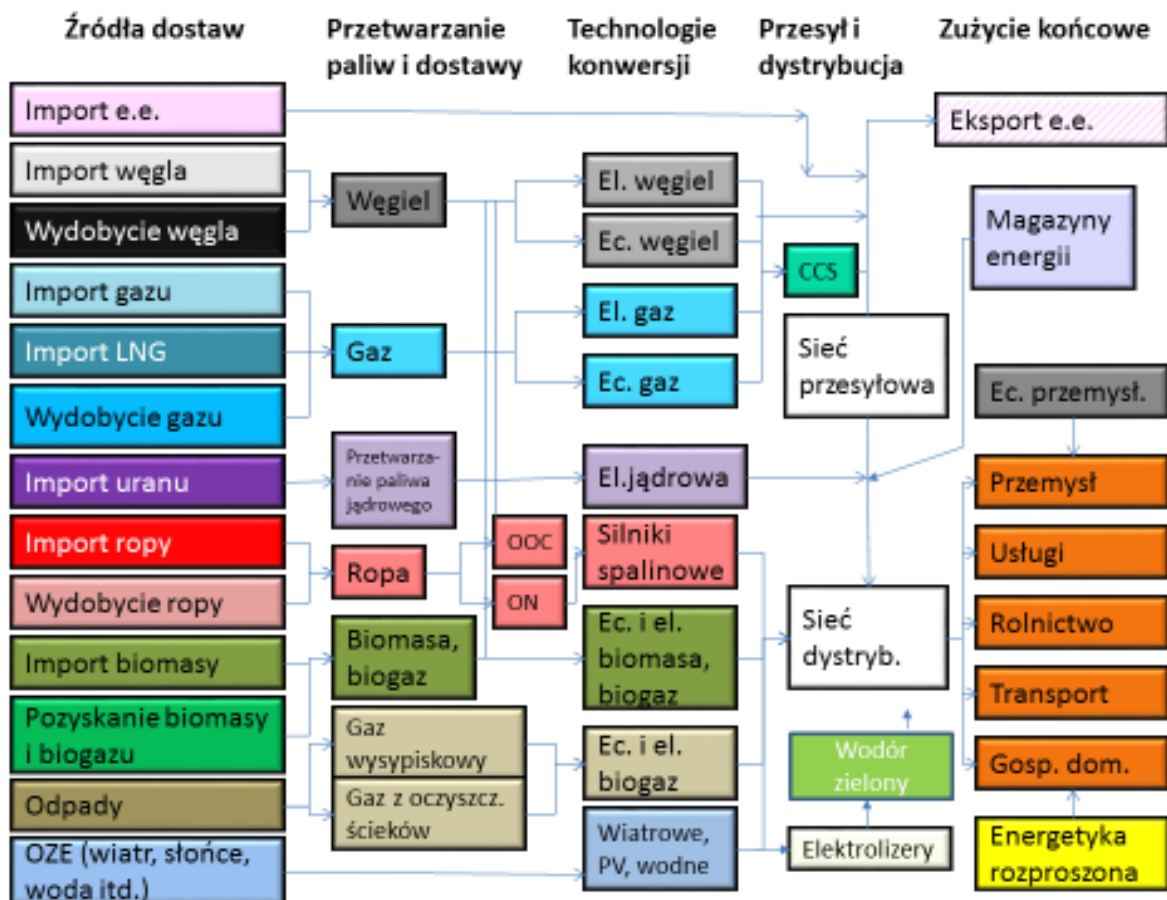
Model MESSAGE-PL

Model alternatywnych strategii zaopatrzenia w energię i ich ogólne oddziaływanie na środowisko (MESSAGE) został zaprojektowany jako model optymalizacyjny dla średnio- i długoterminowego planowania systemu energetycznego, scenariuszy rozwoju oraz analizy polityki energetycznej. Model MESSAGE⁴² został stworzony i nadal jest rozwijany w Instytucie Stosowanych Analiz Systemowych w Laxenburgu (IIASA, Austria). Międzynarodowa Agencja Energii Jądrowej (IAEA) przejęła model MESSAGE w 2000 r., gdzie jest stale aktualizowany i ulepszany w celu wsparcia szczegółowych analiz alternatywnych strategii energetycznych, w tym wykorzystania technologii jądrowych. Specjalne porozumienie między IIASA i IAEA dopuszcza jego stosowanie w państwach, które podpisały stosowne porozumienia – Polska należy do takich państw. W ARE S.A. model MESSAGE został zaadoptowany do warunków polskich.

Zastosowana w modelu MESSAGE metodyka opiera się na optymalizacji funkcji celu przy zadanych ograniczeniach zasobowych, dostępności paliw i handlu, nowych inwestycji, stopnia nasycenia rynku nowych technologii, norm emisji zanieczyszczeń i produkcji odpadów, w celu formułowania i oceny alternatywnych strategii zaopatrzenia w energię dla danej wielkości popytu na energię.

Funkcja celu zdefiniowana jest jako minimalizacja sumarycznych zdyskontowanych kosztów systemowych w całym rozpatrywanym przedziale czasowym oraz całym łańcuchu dostaw, wykorzystując metody programowania liniowego lub, dla pewnych zadań, (np. dobór agregatów o wyszczególnionej mocy - duże jednostki węglowe i jądrowe) programowania całkowito-liczbowego.

MESSAGE działa na zdefiniowanej przez użytkownika sieci przepływów energii, począwszy od wydobycia lub dostawy energii pierwotnej, poprzez przemiany (np. wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła), przesył i dystrybucję, aż do odbiorców końcowych (Rysunek 4.8).

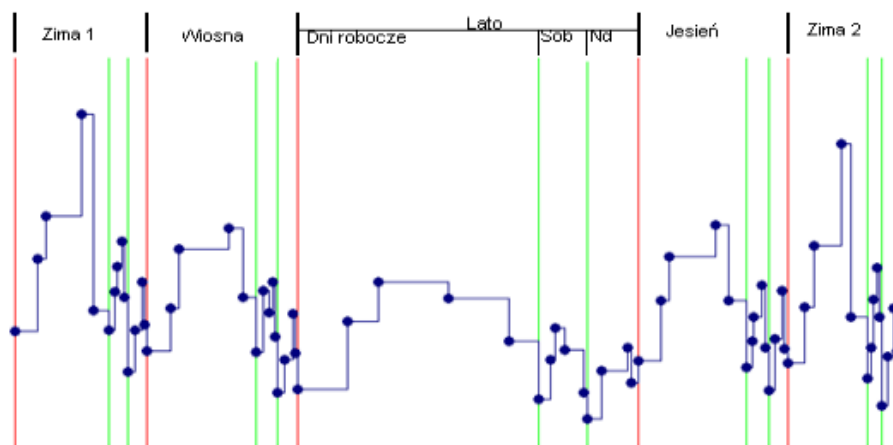


⁴² MESSAGE - Model for Energy Supply Strategy Alternatives and the General Environmental Impacts, User Manual, IAEA, 2007

Rysunek 4.64. Uproszczony schemat systemu elektroenergetycznego i ciepłowniczego w modelu MESSAGE

Zarówno technologie istniejące, jak i nowe jednostki wytwórcze są częścią sieci. Obecnie model zawiera ok. 100 istniejących jednostek wytwórczych oraz nowych rodzajów technologii (m.in. wysokosprawne technologie węglowe i gazowe bez- oraz z wychwytem CO₂, technologie wykorzystania źródeł odnawialnych - OZE, elektrownie jądrowe, technologie kogeneracyjne, magazyny energii, elektrolizery, usługi DSR). Model uwzględnia długoterminowe cele odnośnie emisji zanieczyszczeń powietrza i emisji CO₂ (w tym, ograniczenia odnośnie pozwoleń do emisji wynikające z Europejskiego systemu handlu emisjami) oraz instrumenty polityki państwa promujące OZE i skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła.

Istotną zaletą modelu MESSAGE jest możliwość różnicowania poziomu zapotrzebowania na dany nośnik energii według pór roku, rodzajów dni oraz pór dnia. Informacja ta jest podstawą do określenia mix-u technologicznego oraz trybu pracy zainstalowanych jednostek (praca w podstawie, pod-szczytcie i szczytcie obciążenia). Stosowana w modelu MESSAGE ekwiwalentna krzywa obciążenia w KSE (Rysunek 4.9) tworzona jest na podstawie danych z PSE S.A odnośnie poziomu obciążenia dla okresów historycznych oraz prognoz zmian tej krzywej opracowywanych w ARE SA.



Rysunek 4.65. Ekwiwalentna krzywa obciążenia zastosowana w modelu MESSAGE

Na podstawie wyznaczonej, przy zastosowaniu modelu MESSAGE, optymalnej struktury sektora wytwórczego oraz wymaganej zapotrzebowaniem produkcji z poszczególnych jednostek wytwórczych określone są jednostkowe uśrednione koszty wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w rozpatrywanym horyzoncie czasowym.

Definicje

Ciepło sieciowe	- energia cieplna w wodzie gorącej, parze lub innych nośnikach przeznaczona na sprzedaż i dostarczana do odbiorców za pomocą sieci ciepłowniczych.
DSR ang. <i>Demand Side Response</i>	- jednostka fizyczna dostarczająca moc do systemu poprzez czasowe ograniczenie poboru energii elektrycznej z sieci elektroenergetycznej.
Efektywność energetyczna	- stosunek uzyskanych wyników, usług, towarów lub energii do wkładu energii.
Elektrociepłownie zawodowe	- przedsiębiorstwa lub wydzielone terytorialnie i organizacyjnie części przedsiębiorstw, których działalnością przeważającą jest wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji.
Elektrociepłownie przemysłowe	- elektrociepłownia wytwarzająca energię elektryczną oraz energię cieplną w postaci pary technologicznej i/lub gorącej wody dla potrzeb zakładu przemysłowego, do którego należy.
Elektrochłonność PKB	- stosunek zużycia krajowej energii elektrycznej do Produktu Krajowego Brutto.
Energochłonność finalna PKB	- stosunek zużycia energii finalnej do Produktu Krajowego Brutto.
Energochłonność pierwotna PKB	- stosunek zużycia energii pierwotnej do Produktu Krajowego Brutto.
EUA ang. <i>European Union Allowance</i>	- podstawowa jednostka umożliwiająca rozliczenie emisji ekwiwalentu jednej tony CO ₂ do atmosfery.
Energochłonność PKB	- finalne zużycie energii na cele energetyczne obliczane zgodnie z metodologią Eurostatu/IEA. Zużycie finalne w przemyśle nie obejmuje sektora przemian energetycznych. Przemiana w wielkich piecach rozliczana jest przy zastosowaniu rzeczywistej sprawności przemiany.
Kogeneracja	- równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego.
LCP ang. <i>Large Combustion Plants</i>	- dyrektywa 2001/80/WE w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania paliw.
Liczba stopniodni grzania	- iloczyn liczby dni ogrzewania i różnicy pomiędzy średnią temperaturą ogrzewanego pomieszczenia a średnią temperaturą zewnętrzną. Liczba stopniodni Sd w danym roku, obliczana jest wg metodologii Eurostatu.
Mała instalacja (OZE)	- instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i nie większej niż 1 MW przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu większej niż 150 kW i mniejszej niż 3 MW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest większa niż 50 kW i nie większa niż 1 MW.

Mikroinstalacja (OZE)	<ul style="list-style-type: none">- instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 150 kW.
Moc osiągalna elektryczna	<ul style="list-style-type: none">- maksymalna trwała moc, z jaką elektrownia (elektrociepłownia) może pracować w sposób ciągły w czasie co najmniej 15 godzin, przy dobrym stanie urządzeń i w normalnych warunkach.
Moc osiągalna elektryczna elektrowni/elektrociepłowni	<ul style="list-style-type: none">- maksymalna trwała moc, z jaką elektrownia/elektrociepłownia może pracować w sposób ciągły w czasie co najmniej 15 godzin, przy dobrym stanie urządzeń i w normalnych warunkach. Używa się dwóch pojęć mocy osiągalnej: Moc osiągalna brutto i moc osiągalna netto.
MSR ang. <i>Market Stability Reserve</i>	<ul style="list-style-type: none">- długoterminowy mechanizm mający na celu stabilizację rynku uprawnień do emisji CO₂.
Mix energetyczny	<ul style="list-style-type: none">- struktura produkcji i konsumpcji energii według kryterium nośników energii lub sposobów wytwarzania.
PPP	<ul style="list-style-type: none">- parytet siły nabywczej, kurs walutowy wyliczony w oparciu o porównanie cen sztywno ustalonego koszyka towarów i usług w różnych krajach w tym samym czasie, wyrażonych w walutach tych krajów. PPP jest wskaźnikiem poziomu różnic pomiędzy krajami.
Produkcja brutto	<ul style="list-style-type: none">- ilość energii elektrycznej wyprodukowanej we wszystkich elektrowniach i elektrociepłowniach w ciągu rozpatrywanego czasu, obejmująca zużycie potrzeb własnych i straty w transformatorach elektrowni.
Produkcja netto	<ul style="list-style-type: none">- ilość energii elektrycznej wyprodukowanej we wszystkich elektrowniach i elektrociepłowniach w ciągu rozpatrywanego czasu, nieuwzględniająca zużycia na potrzeby własne, strat energii w transformatorach wiążących z siecią (bez energii zużytej na pompowanie).
Prosument	<ul style="list-style-type: none">- odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji, w celu jej zużycia na potrzeby własne, niezwiązane z wykonywaną działalnością gospodarczą regulowaną Ustawą z dnia 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej.
Rynek mocy	<ul style="list-style-type: none">- mechanizm, który zakłada wynagradzanie za utrzymywanie w systemie pewnego poziomu dostępnej mocy za określoną w systemie aukcyjnym opłatą.
Świadectwo pochodzenia	<ul style="list-style-type: none">- przysługuje wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, którego instalacja rozpoczęła pracę przed 1 lipca 2016 r. Dokument potwierdza pochodzenie tej energii z OZE i jest wymienialny na tzw. certyfikat, który jako Prawo Majątkowe podlega obrotowi na Towarowej Giełdzie Energii.
Gwarancje pochodzenia	<ul style="list-style-type: none">- dokument poświadczający odbiorcy końcowemu, że określona w tym dokumencie ilość energii została wytworzona z odnawialnych źródeł energii. Dotyczy energii elektrycznej, biometanu, ciepła lub chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu i biogazu rolniczego.

- Wymiana transgraniczna**
- przesył mocy i energii za pomocą linii międzysystemowej łączącej dwa lub więcej kraje, mierzony zazwyczaj po stronie eksportera i rozliczany według uzgodnionych porozumień i kontraktów międzynarodowych.
- Wysokosprawna kogeneracja**
- wytwarzanie energii elektrycznej lub mechanicznej i ciepła użytkowego w kogeneracji, które zapewnia oszczędność energii pierwotnej zużywanej w:
 - a) jednostce kogeneracji w wysokości nie mniejszej niż 10% w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego lub
 - b) jednostce kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego.
- Zapotrzebowanie finalne na energię elektryczną**
- całkowite zapotrzebowanie systemu elektroenergetycznego, nie uwzględniające zużycia potrzeb własnych elektrowni i elektrociepłowni oraz strat przesyłu i dystrybucji.
- Zapotrzebowanie brutto na energię elektryczną**
- całkowite zapotrzebowanie systemu elektroenergetycznego, obejmujące zużycie potrzeb własnych elektrowni i elektrociepłowni oraz straty przesyłu i dystrybucji.
- Zapotrzebowanie na energię elektryczną**
- ilość energii elektrycznej, jaką odbiorca (odbiorcy) powinien otrzymać dla zaspokojenia swoich potrzeb.
- Zapotrzebowanie na moc**
- całkowite obciążenie systemu w rozpatrywanym przedziale czasu, np. w ciągu doby, tygodnia lub roku.
- Zużycie nieenergetyczne**
- energii zużyta jako surowiec technologiczny, w procesie produkcji niektórych wyrobów.

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
BREF	- ang. <i>Best Available Techniques Reference</i> - dokumenty referencyjne BAT
BŚ	- Bank Światowy
CCS	- ang. <i>Carbon Capture and Storage</i> - technologia wychwytu i składowania dwutlenku węgla
CO	- centralne ogrzewanie
COP	- ang. <i>Coefficient of Performance</i>
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>
EUA	- uprawnienie do emisji 1 tony CO ₂
EU ETS	- ang. <i>European Union Emissions Trading System</i> - Europejski System Handlu Emisjami
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	- ang. <i>hydrated vegetable oils</i> - uwodornione oleje roślinne
IED	- dyrektywa w sprawie emisji przemysłowych
IGCC	- ang. <i>Integrated Gasification Combined Cycle</i> - zintegrowany układ zgazowania węgla
JRM	- Jednostki rynku mocy
JWCD	- Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana
KE	- Komisja Europejska
KPEiK	- Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030
KPD	- Krajowy plan działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych
KPDEE	- Krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski
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
MAE	- Międzynarodowa Agencja Energetyczna
MAED	- Model for Analysis of Energy Demand
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
MŚ	- minister właściwy ds. środowiska
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
OSP	- Operator Systemu Przesyłowego
OZE	- odnawialne źródła energii
PE	- Parlament Europejski
PEP	- Polityka energetyczna Polski
PIG	- Państwowy Instytut Górniczy
PKB	- Produkt Krajowy Brutto
PKB/Ma	- wskaźnik PKB na mieszkańca
Pkm	- pasażerokilometry
PPEJ	- Polski program energetyki jądrowej
PPP	- ang. <i>Purchasing Power Parities</i> – parytet siły nabywczej
RE	- Rada Europejska
RES	- ang. <i>Renewable Energy Sources</i> -energia z OZE
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)
SOR	- Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju
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	- scenariusz z dodatkowymi politykami i środkami (ang. <i>with additional measures</i>)
WEM	- scenariusz wdrożonych polityk i środków (ang. <i>with existing measures</i>)