

Załącznik 1. do aKPEiK Scenariusz aktywnej transformacji

(ang. with additional measures, WAM)



Warszawa, październik 2024 r.

Spis treści

Wprowadzenie.....	4
1. Wymiar obniżenie emisyjności.....	5
1.1. Emisje i pochłanianie gazów cieplarnianych oraz emisje innych substancji	5
1.1.1. Prognozy dotyczące emisji gazów cieplarnianych oraz ich pochłaniania, a także emisji substancji zanieczyszczających powietrze.....	5
1.1.2. Porównanie prognoz dotyczących emisji GHG oraz ich pochłaniania, a także emisji substancji zanieczyszczających – scenariusz WAM vs. scenariusz WEM.....	18
1.1.3. Energia ze źródeł odnawialnych.....	27
1.1.4. Prognozy rozwoju OZE z uwzględnieniem dodatkowych polityk i środków	29
1.1.5. Prognozy rozwoju OZE w budynkach i w przemyśle.....	36
2. Wymiar „efektywność energetyczna”	38
2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej.....	39
2.2. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory	41
2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa	42
2.4. Zużycie nieenergetyczne	44
2.5. Intensywność zużycia energii pierwotnej	44
2.6. Intensywność zużycia energii finalnej	45
2.7. Wsad paliwowy w wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej.....	45
2.8. Wsad paliwowy w pozostałe procesy konwersji	46
2.9. Udział wytwarzania skojarzonego w produkcji energii elektrycznej i ciepła	46
2.10. Produkcja energii ciepłej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach	47
2.11. Produkcja energii ciepłej wytworzonej w indywidualnych źródłach ciepła	48
3. Wymiar „bezpieczeństwo energetyczne”.....	48
3.1. Krajowe zasoby energetyczne	48
3.2. Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa.....	53
3.3. Import netto z podziałem na rodzaj paliwa	55
3.4. Główne źródła importu.....	56
3.5. Zużycie krajowe brutto paliw i energii.....	58
3.6. Produkcja energii elektrycznej i ciepła.....	60
3.7. Produkcja energii elektrycznej brutto z podziałem na paliwa	61
3.8. Zdolności wytwórcze energii elektrycznej z podziałem na źródła	65
4. Wymiar „wewnętrzny rynek energii”	67
4.1. Rozwój połączeń transgranicznych - prognoza.....	67
4.2. Rynek energii elektrycznej i gazu ziemnego, ceny energii.....	69
4.3. Koszty inwestycji związanych z energią.....	71

5. Skutki planowanych polityk i środków dla systemu energetycznego oraz emisji i pochłaniania GHG, a także emisji zanieczyszczeń	74
5.1. Ocena wzajemnego wpływu istniejących i planowanych polityk i środków oraz pomiędzy tymi politykami i środkami a środkami polityki Unii w dziedzinie klimatu i energii	74
5.2. Skutki makroekonomiczne, środowiskowe, zdrowotne, skutki dla zatrudnienia i kształcenia, a także wpływ na umiejętności w tej dziedzinie i skutki społeczne	76
5.3. Założenia do analizy makroekonomicznej	76
5.4. Skutki makroekonomiczne	80
5.4.1. Zastosowane podejście metodyczne	80
5.4.2. Zmiany poziomu PKB, konsumpcji, inwestycji	81
5.4.3. Saldo handlu zagranicznego	82
5.5. Skutki społeczne	83
5.5.1. Dynamika płacy realnej	83
5.5.2. Kwalifikacje pracowników	83
5.5.3. Udział wydatków gospodarstw domowych na paliwa i energię	85
5.5.4. Skutki zdrowotne i środowiskowe	88
5.6. Czynniki ryzyka w procesach inwestycyjnych	89
5.6.1. Czynniki ryzyka finansowego	89
5.6.2. Czynniki ryzyka sektorowego, rynkowego lub regulacyjnego dot. rynków finansowych, bądź bariery w kontekście krajowym lub regionalnym	92
6. Wpływ planowanych polityk i środków na inne państwa członkowskie i współpracę regionalną	98
6.1. Wpływ na system energetyczny w państwach sąsiednich i w innych państwach członkowskich w regionie	98
6.1.1. Systemy elektroenergetyczne	98
6.1.2. Systemy gazowe	99
6.1.3. Energetyka jądrowa	100
6.1.4. Rynek mocy	100
6.2. Wpływ na ceny energii, usługi energetyczne i integrację rynku energii	101
6.2.1. Wpływ na ceny energii	101
6.3. Wpływ na współpracę regionalną	102
7. Wkład planowanych polityk i środków na rzecz osiągnięcia unijnego celu neutralności klimatycznej określonego w art. 2 ust. 1 rozporządzenia (UE) 2021/1119	104
Wykaz regulacji UE (i nazwy zwyczajowe)	105
Wykaz skrótów	108
Spis tabel	111
Spis wykresów i rysunków	113

Wprowadzenie

Niniejszy dokument zawiera wyniki analiz i prognoz w **scenariuszu WAM (ang. with additional measures)**, który rozumiany jest jako **scenariusz aktywnej transformacji klimatyczno-energetycznej** z planowanymi politykami i środkami¹.

Scenariusz WAM zakłada **przyspieszenie dekarbonizacji i wejścia na ścieżkę neutralności klimatycznej z uwzględnieniem specyficznego punktu startowego, krajowych uwarunkowań i potencjałów surowcowych**.

W dokumencie zawarto porównania w stosunku do tzw. scenariusza WEM (ang. with existing measures), który stanowi analizę oddziaływania istniejących polityk i środków – Załącznik 2 do aktualizacji KPEiK. Założenia prognostyczne oraz metodyka prognozowania zostały przedstawione w Załączniku 3 do aktualizacji KPEiK.

Dokument prezentuje wieloaspektową analizę oddziaływania skutków transformacji klimatyczno-energetycznej do 2030 roku, z horyzontem do 2040 roku.

W dokumencie zostały zaimplementowane m.in. wnioski ze spotkań eksperckich przeprowadzonych po publikacji wstępnej wersji aktualizacji KPEiK z dn. 29 lutego 2024 r., a także wnioski z zaleceń Komisji Europejskiej z dnia 26 kwietnia 2024 r. do polskiego projektu Krajowego planu.

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 przy dodatkowych 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*.

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.

¹ Zgodnie z wytycznymi określonymi w unijnym rozporządzeniu 2018/1999, „planowane polityki i środki” oznaczają będące przedmiotem dyskusji rozwiązania, co do których istnieją realistyczne szanse przyjęcia i wdrożenia po dacie przedłożenia zintegrowanego Krajowego planu.

1. Wymiar obniżenie emisyjności

1.1. Emisje i pochłanianie gazów cieplarnianych oraz emisje innych substancji

1.1.1. Prognozy dotyczące emisji gazów cieplarnianych oraz ich pochłaniania, a także emisji substancji zanieczyszczających powietrze

Projekcje emisji gazów cieplarnianych, a także substancji zanieczyszczających powietrze (zgodnie z dyrektywą NEC²), sporządzono na podstawie prognoz zmian aktywności w poszczególnych sektorach z uwzględnieniem klasyfikacji źródeł odpowiednio IPCC i NFR³, zawartych w następujących źródłach danych (Tabela 1.1):

Tabela 1.1. Źródła danych prognoz zmian aktywności, wykorzystane do projekcji emisji gazów cieplarnianych oraz zanieczyszczeń powietrza (zgodnie z dyrektywą NEC)

Sektor	Główne źródło danych	Dodatkowe źródła danych/uwagi
1. Energia	prognozy zmian aktywności w wybranych sektorach, opracowane przez ARE SA na potrzeby przygotowania aKPEiK, zamieszczone w rozdziałach 4.3 i 4.4 niniejszego raportu	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. Warszawa, 6.05.2024 r.
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo		Krajowy plan gospodarki odpadami 2028 (KPGO 2028) MKiŚ 2023; Prognoza ludności na lata 2023-2060, GUS 2023
5. Odpady		

W prognozach uwzględniono realizację planowanych 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 1.2; Rysunek 1.1) zaprezentowano syntetyczne wyniki prognozowanych dla lat 2025-2040 emisji gazów cieplarnianych w Polsce dla scenariusza WAM, w zestawieniu z emisją w latach 2005-2020, wg sektorów IPCC.

² dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/2284 z dnia 14 grudnia 2016 r. w sprawie redukcji krajowych emisji niektórych rodzajów zanieczyszczeń atmosferycznych, zmiany dyrektywy 2003/35/WE oraz uchylenia dyrektywy 2001/81/WE (Dz. Urz. UE L 344 z 17.12.2016, str. 1, ze zm.)

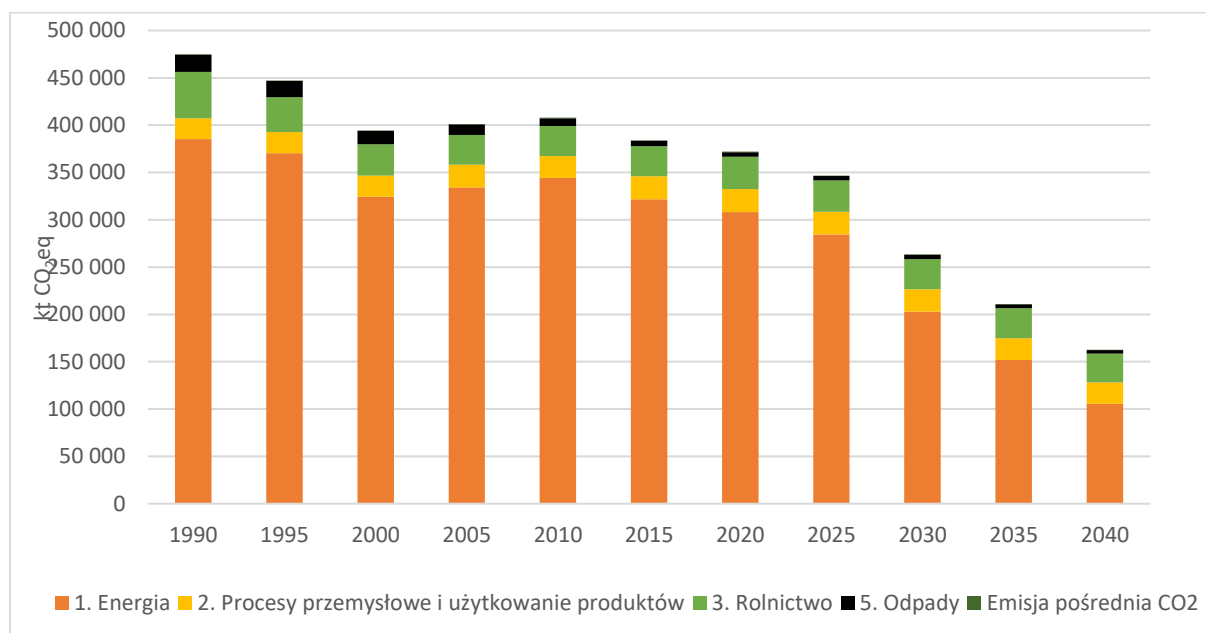
³ NFR – ang. Nomenclature for Reporting, format podziału źródeł emisji na kategorie stosowany w ramach konwencji CLRTAP

Tabela 1.2. Projekcje emisji gazów cieplarnianych według sektorów, dla scenariusza WAM

Sektor	Emisje GHG [kt CO ₂ eq]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1.Energia	334317,08	344423,02	321729,78	307991,99	284421,00	202926,83	151998,65	105338,90
2.Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	23732,01	22878,65	24351,84	24516,29	24042,67	23526,81	22993,36	22650,89
3.Rolnictwo	31659,42	31659,66	31705,48	34051,67	33111,96	32093,93	31582,27	30483,55
4.Użytkowanie gruntów,zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo	-48018,52	-32962,30	-29143,46	-18957,85	-45472,75	-42083,00	-35235,54	-29984,47
5.Odpady	11000,17	8275,63	5608,23	4752,48	4652,44	4268,70	4041,42	3786,22
Emisje pośrednie CO ₂	564,93	567,87	546,19	582,52	545,78	539,97	531,84	523,60
Suma (z uwzgl. LULUCF)*	353255,10	374842,53	354798,06	352937,10	301301,10	221273,24	175912,01	132798,69
Suma (bez LULUCF)*	401273,62	407804,83	383941,52	371894,95	346773,85	263356,24	211147,55	162783,15

* z uwzględnieniem emisji pośredniej CO₂

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Rysunek 1.1. Emisje historyczne (1990-2020) oraz projekcje emisji gazów cieplarnianych (z uwzględnieniem emisji pośredniej CO₂ i wyłączeniem emisji i pochłaniania z LULUCF) wg sektorów, dla scenariusza WAM

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Prognozuje się, że krajowa emisja gazów cieplarnianych (bez sektora LULUCF) dla scenariusza WAM wyniesie 263,4 mln ton CO₂eq w 2030 oraz 163 mln ton CO₂eq w 2040 r. i zmniejszy się w stosunku do 1990 r. o ponad 44% w 2030 r. oraz o ok. 66% w 2040 r. W sektorze energii redukcja emisji będzie na poziomie 47% w 2030 r. i 73% w 2040 r. Głównym czynnikiem zmniejszającym emisję GHG w sektorze energii jest spadek zużycia paliw zarówno w źródłach stacjonarnych, jak i mobilnych. Redukcję emisji GHG obserwuje się również w sektorze odpadów (o 76% w 2030 r. i o 79% w 2040 r.). W sektorze rolnictwa spadek emisji GHG wynosi 35% w 2030 r. i 38% w 2040 r. w stosunku do 1990 r., na co największy wpływ ma zmiana pogłowia bydła oraz zużycia nawozów mineralnych. W przypadku sektora procesów przemysłowych i użytkowania produktów prognozowany jest niewielki wzrost emisji o 7% w 2030 r. i o 3% w 2040 r. w odniesieniu do 1990 r.

W sektorze LULUCF prognozuje się krótkookresowy wzrost pochłaniania netto CO₂, z obecnych ponad -20 mln ton CO₂eq do wartości około -47,7 mln ton CO₂eq w 2028 roku. Natomiast, w dłuższej perspektywie przewiduje się spadek pochłaniania do około -42,1 mln ton CO₂eq w 2030 roku i niespełna -30 mln ton CO₂eq w 2040 roku. Warto podkreślić, że bilans netto sektora LULUCF jest bezpośrednio skorelowany z bilansem emisji netto z zarządzanych gruntów leśnych. Prognozy długoterminowe wskazują na znaczący spadek pochłaniania CO₂, wynikający z ograniczenia dynamiki wzrostu zasobów drzewnych związany ze zmianami warunków klimatycznych i siedliskowych oraz postępującym procesem starzenia się drzewostanów.

Kolejnym istotnym czynnikiem jest wzmożony proces wydzielania się martwego drewna, który należy wiązać ze stopniowym osłabianiem się drzewostanów, które są w efekcie bardziej podatne na występowanie szkodników zarówno pierwotnych, jak i wtórnych. Stan ten jest związany z postępującymi zmianami klimatycznymi, a w szczególności niedoborem wody w okresie wegetacyjnym. W tym kontekście należy zwrócić również uwagę na polityki i działania promujące pozostawianie martwego drewna w lasach w celu wspierania bioróżnorodności. Szczególnej uwadze podlega realizacja założeń Polityki Leśnej Państwa⁴ zakładającej w swoim komponencie technologicznym dot. działań z zakresu gospodarki leśnej pozostawianie w każdym drzewostanie, przewidzianym do odnowienia przez użytkowanie rębne, części starych drzew (od 5 do 10%) do ich fizjologicznej starości lub biologicznej śmierci, w tym drzew dziuplastych i martwych - jako siedlisk licznych gatunków biocenozy leśnych.

Należy zwrócić uwagę, iż w scenariuszu WAM symulacje modelowe realizowano w dwóch oddzielnych procesach. Proces podstawowy opierał się na uwzględnieniu w symulacjach kontynuacji zasad postępowania hodowlano-urzędniowego dla drzewostanów, w których nie wprowadzono i nie planuje się ograniczeń pozyskania drewna. Podejście to obejmuje zarówno drzewostany w zarządzie PGL LP, jak i lasy pozostałych form własności.

W obu tych przypadkach nie zakładano różnic w intensywności użytkowania, jego strukturze w klasach i podklasach wieku w stosunku do wartości historycznie obserwowanych. Dla wskazanych lasów wykorzystano wartości prognozowanego pozyskania netto opierającego się na wykorzystaniu historycznych wskaźników intensywności użytkowania rębego i przedrębego (kwantyfikujących poziom realizacji konkretnych praktyk z zakresu gospodarki leśnej), określonych dla okresu 2010-2019, które przypisano do zmieniającej (starzejącej) się struktury gatunkowo - wiekowej drzewostanów.

Proces modelowania bilansów zmian zasobów węgla dla drugiej części gruntów leśnych odchodzi od założenia utrzymania dotychczasowego poziomu i intensywności użytkowania rębego i przedrębego w klasach i podklasach wieku. W scenariuszu WAM założono ograniczenie pozyskania drewna do 2030 r. względem scenariusza WEM o 5,8% (w stosunku do 2023 r.). Wskazany poziom redukcji pozyskania (głównego czynnika sterującego finalną wielkością zmian zasobów węglowych) pozwala na osiągnięcie takiej wartości pochłaniania netto, które przewidziane jest w celu dla Polski na 2030 r., opisanego w kolumnie C Załącznika IIa Rozporządzenia 2018/841⁵. Wskazany cel wymusza wzrost wykazywanego w sektorze pochłaniania netto o 3,278 kt CO₂eq w stosunku średnich danych z wykazów gazów cieplarnianych za lata 2016, 2017 i 2018 i osiągnięcie pochłaniania w roku 2030 na poziomie 38,098 Mt CO₂eq.

W drzewostanach objętych ograniczeniami symulacje bazowały na wykorzystaniu modelu tzw. granicznej produktywności drzewostanów, tj. całkowitego pominięcia zarówno użytkowania rębego jak i przedrębego. W efekcie uwzględnienia modelu granicznej produktywności drzewostanów, zauważa się krótkoterminowy, pozytywny efekt zaprzestania dotychczas realizowanych praktyk gospodarki leśnej, w

⁴ Polityka leśna państwa. 1997. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 22 kwietnia 1997 r. Ministerstwo Ochrony Środowiska Zasobów Naturalnych i Leśnictwa, Warszawa

⁵ rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/841 z dnia 30 maja 2018 r. w sprawie włączenia emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w wyniku działalności związanej z użytkowaniem gruntów, zmianą użytkowania gruntów i leśnictwem do ram polityki klimatyczno-energetycznej do roku 2030 i zmieniające rozporządzenie (UE) nr 525/2013 oraz decyzję nr 529/2013/UE (Dz. Urz. UE L 156 z 19.06.2018, str. 1, ze zm.

obserwowanych zmianach zasobów węglowych, jednak w dłuższej perspektywie czasowej przewiduje się spadek możliwości sekwestracji CO₂ na gruntach leśnych.

W tym przypadku zwrócono szczególną uwagę na funkcje ochronne i przewidywaną zmianę gospodarki na obszarze około 20% najcenniejszych obszarów leśnych zarządzanych przez PGL LP. Obszary lasów uznawane za cenne przyrodniczo oraz ważne społecznie, będą stanowić przedmiot szczególnych regulacji w zakresie warunków prowadzenia gospodarki leśnej, mających na celu ich ochronę oraz zachowanie bioróżnorodności z dążeniem do zrównoważonego zarządzania lasami, które łączy funkcje produkcyjne z istotnymi celami ochrony środowiska i klimatu.

W tabeli poniżej (Tabela 1.3) przedstawiono szczegółowe projekcje emisji gazów cieplarnianych ze spalania paliw w źródłach stacjonarnych (sektory 1A1. *Przemysły energetyczne*, 1A2. *Przemysł wytwórczy i budownictwo* oraz 1A4. *Inne sektory*) oraz mobilnych (sektor 1A3. *Transport*).

Tabela 1.3. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w sektorze 1A. Spalanie paliw, dla scenariusza WAM

Sektor	Emisje GHG [kt CO ₂ eq]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1A Spalanie paliw	308 125,76	320 243,46	294 804,48	284 563,58	262 918,78	185 610,76	137 661,43	93 606,36
1A1 Przemysły energetyczne	178 362,41	173 529,26	163 700,19	139 603,24	128 413,61	75 320,28	45 129,87	16 814,09
1A1a Produkcja energii elektrycznej i ciepła	171 009,45	165 731,48	155 616,22	131 814,93	121 180,48	68 776,03	39 494,32	12 105,78
1A1ai Produkcja energii elektrycznej	IE	IE	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	112 721,42	63 435,83	35 235,39	10 321,63
1A1aiii Ciepłownie	130 644,40	14 168,17	10 135,69	9 939,55	8 459,05	5 340,20	4 258,93	1 784,15
1A1b Rafinerie	3 569,54	4 789,81	4 435,10	4 592,73	4 388,75	3 839,16	3 085,39	2 297,45
1A1c Produkcja paliw stałych i inne przemysły energetyczne	3 783,42	3 007,97	3 648,87	3 195,58	2 844,37	2 705,10	2 550,16	2 410,86
1A2 Przemysł wytwórczy i budownictwo	33 872,34	29 615,73	27 954,16	28 906,83	27 170,03	21 101,18	16 892,92	12 825,99
1A3 Transport	36 248,83	49 373,53	48 040,11	63 081,57	64 857,67	57 840,52	51 566,70	44 290,34
1A4 Inne sektory	59 642,19	67 724,94	55 110,02	52 971,94	42 477,48	31 348,78	24 071,94	19 675,93
1A4a Handel/usługi/instytucje	7 796,21	10 614,49	7 944,34	6 031,18	5 355,40	4 084,05	3 184,55	2 543,36
1A4b Gospodarstwa domowe	37 621,06	45 248,17	36 818,66	34 982,89	26 867,54	18 096,07	12 543,10	9 635,58
1A4c Rolnictwo/leśnictwo/rybołówstwo	14 224,92	11 862,28	10 347,02	11 957,87	10 254,54	9 168,66	8 344,30	7 496,99

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

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

W latach objętych projekcjami prognozowany jest bardzo duży spadek emisji gazów cieplarnianych ze spalania paliw, który w okresie 2020-2030 wyniesie blisko 35%, a do roku 2040 ponad 67%. Największy wpływ na tę redukcję ma obniżenie emisji GHG w kategorii 1A1a Produkcja energii elektrycznej i ciepła. Przewidywany spadek w tej kategorii wynosi prawie 48% w perspektywie do roku 2030 i ponad 91% do roku 2040, w stosunku do roku 2020. Wynika to z ograniczenia zużycia paliw kopalnych w tym sektorze - do roku 2030 spodziewane jest zmniejszenie zużycia węgla kamiennego o ponad 52%, brunatnego o ponad 70%, zaś do roku 2040 zakładane jest bardzo znaczące ograniczenie wykorzystania tych paliw. Po 2040 zakłada się również wykorzystanie BECCC (Bio-Energy with Carbon Capture and Storage) w celu redukcji emisji CO₂. Znaczący spadek emisji GHG przewidywany jest też w kategorii 1A4b Gospodarstwa domowe, w latach 2020-2030 o ok. 48%, a do 2040 o ok. 72%. W przypadku tego sektora tak znacząca

redukcja jest również związana ze spadkiem zużycia paliw (głównie węgla kamiennego) o ok. 65% do roku 2030 i prawie całkowite zastąpienie tego paliwa post-2040 roku innymi nośnikami energii.

W kolejnych tabelach (Tabela 1.4; Tabela 1.5; Tabela 1.6) zaprezentowano wyniki prognozowanych dla lat 2025-2040 emisji gazów cieplarnianych w Polsce w poszczególnych sektorach i podsektorach, w zestawieniu z emisją w latach 2005-2020, wg gazów.

Tabela 1.4. Prognozowane emisje CO₂, dla scenariusza WAM

Sektor	Emisje CO ₂ [kt]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	305 292,48	316 852,23	293 495,67	281 978,11	261 611,94	185 594,64	138 352,93	94 823,83
A. Spalanie paliw	301 905,38	313 363,43	288 748,81	277 753,06	257 329,38	181 228,03	133 955,39	90 418,16
1. Przemysł energetyczne	177 651,35	172 795,91	162 990,16	138 993,06	127 832,44	74 928,63	44 861,52	16 610,85
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	33 669,65	29 402,61	27 703,78	28 596,72	26 864,41	20 826,84	16 632,76	12 570,66
3. Transport	35 631,64	48 767,04	47 449,35	62 374,76	64 153,12	57 178,47	50 954,39	43 747,18
4. Inne sektory	54 952,74	62 397,88	50 605,53	47 788,52	38 479,40	28 294,09	21 506,72	17 489,48
B. Emisja lotna z paliw	3 387,10	3 488,80	4 746,86	4 225,05	4 282,56	4 366,61	4 397,54	4 405,68
1. Paliwa stałe	2 225,64	2 424,68	2 712,17	2 340,89	2 087,61	2 094,51	2 110,93	2 132,85
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	1 161,46	1 064,11	2 034,69	1 884,16	2 194,95	2 272,10	2 286,61	2 272,83
2. Procesy przemysłowe	15 665,47	16 056,87	17 907,27	18 746,13	20 033,42	20 231,36	20 409,61	20 588,19
A. Produkty mineralne	8 355,79	9 849,54	10 088,59	11 738,98	12 675,14	12 881,64	13 073,52	13 260,82
B. Przemysł chemiczny	4 886,78	4 335,42	5 141,13	4 866,96	5 030,36	5 081,79	5 128,55	5 176,50
C. Produkcja metali	2 236,00	1 639,16	2 419,96	1 824,37	1 997,16	1 938,74	1 881,67	1 829,70
D. Produkty nieenergetyczne ze zużycia paliw i rozpuszczalników	186,90	232,76	257,59	315,82	330,77	329,20	325,87	321,18
3. Rolnictwo	1 591,35	1 121,19	1 108,98	1 458,75	1 486,70	1 464,91	1 510,76	1 492,95
G. Wapnowanie	944,90	391,55	373,84	836,30	914,83	944,22	1 020,94	1 052,80
H. Stosowanie mocznika	394,18	467,17	471,24	431,33	502,13	457,96	436,71	392,99
I. Inne nawozy	252,27	262,46	263,89	191,13	69,74	62,73	53,11	47,16
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo (LULUCF)	-48 987,35	-33 870,34	-30 886,90	-20 783,76	-47 195,04	-43 722,49	-36 760,35	-30 700,61
5. Odpady	215,76	194,29	203,50	254,10	274,56	274,56	274,56	274,56
C. Spalanie odpadów	215,76	194,29	203,50	254,10	274,56	274,56	274,56	274,56
Emisja CO ₂ z biomasy	19 802,69	30 378,55	34 917,41	48 969,63	49 328,74	48 782,32	46 405,01	46 207,40
Suma (z uwzgl. LULUCF)	274 342,63	300 922,11	282 374,71	282 235,85	236 757,36	164 382,95	124 319,36	87 002,52
Suma (bez LULUCF)	323 329,98	334 792,45	313 261,61	303 019,61	283 952,40	208 105,45	161 079,71	117 703,13

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Głównym gazem cieplarnianym emitowanym w Polsce pozostanie CO₂. Jego udział w emisji krajowej wyniesie 79% w 2030 r. Prognozowany jest znaczący spadek emisji CO₂: z blisko 377 mln ton CO₂eq w 1990 r. do 208 mln ton CO₂eq w 2030 r. (spadek o 45%). Najistotniejszy spadek emisji odnotowuje się w sektorze Energia, co jest spowodowane znaczącym spadkiem zużycia paliw w źródłach stacjonarnych i mobilnych.

Tabela 1.5. Prognozowane emisje N₂O, dla scenariusza WAM

Sektor	Emisje N ₂ O [kt]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	8,91	8,20	7,88	9,25	8,51	7,23	6,35	5,62
A. Spalanie paliw	8,91	8,20	7,88	9,25	8,50	7,23	6,35	5,62
1. Przemysł energetyczny	2,61	2,69	2,60	2,19	2,06	1,33	0,88	0,62
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	0,44	0,46	0,54	0,66	0,65	0,58	0,55	0,54
3. Transport	1,72	1,74	1,71	2,29	2,28	2,17	2,01	1,79
4. Inne sektory	4,14	3,31	3,02	4,11	3,52	3,14	2,90	2,67
B. Emisja lotna z paliw	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2. Procesy przemysłowe	15,29	4,15	2,62	1,84	2,17	2,18	2,20	2,22
B. Przemysł chemiczny	14,87	3,71	2,18	1,39	1,71	1,71	1,72	1,73
G. Produkcja i użytkowanie innych wyrobów	0,43	0,44	0,44	0,45	0,46	0,47	0,48	0,49
3. Rolnictwo	57,01	58,94	58,49	63,10	58,76	56,24	54,81	52,24
B. Odchody zwierzęce	8,90	8,75	8,66	9,93	9,45	9,33	9,32	9,20
D. Gleby rolne	48,08	50,16	49,79	53,13	49,26	46,87	45,44	42,99
F. Spalanie odpadów roślinnych	0,03	0,03	0,04	0,04	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	6,41	6,09	5,66	2,61
5. Odpady	2,58	2,67	2,95	3,06	3,36	3,39	3,40	3,34
B. Biologiczne unieszkodliwianie odpadów stałych	0,13	0,12	0,39	0,42	0,82	0,87	0,93	0,93
C. Spalanie odpadów	0,02	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
D. Gospodarka ściekami	2,43	2,54	2,54	2,61	2,53	2,50	2,45	2,39
Suma (z uwzgl. LULUCF)	87,31	77,34	78,37	83,91	79,21	75,14	72,42	66,02
Suma (bez LULUCF)	83,80	73,96	71,93	77,24	72,80	69,05	66,76	63,41

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

W przypadku N₂O prognozowana emisja (bez LULUCF) zmniejszy się ze 105 kt w 1990 r. do blisko 69 kt (spadek o 34%) 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 od 1990 r. o 32% do 2030 r. Rolnictwo to najistotniejsze źródło emisji N₂O w Polsce, a w szczególności gleby rolne. Największy wpływ na spadek emisji N₂O w tej kategorii miało prognozowane zmniejszenie zużycia nawozów mineralnych. Z kolei w sektorze odpadów zanotowano wzrost emisji N₂O o 36% w latach 1990-2030 (2,5 kt do 3,4 kt), który jest spowodowany prognozowanym wzrostem ilości odpadów komunalnych, przemysłowych, medycznych i komunalnych osadów ściekowych przekształcanych termicznie oraz wzrostem ilości odpadów przetwarzanych w kompostowniach.

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

Tabela 1.6. Prognozowane emisje CH₄, dla scenariusza WAM

Sektor	Emisje CH ₄ [kt]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	952,26	907,05	933,81	841,52	734,11	550,56	427,26	322,37
A. Spalanie paliw	137,84	168,11	141,74	155,71	119,14	88,10	72,29	60,71
1. Przemysł energetyczny	0,65	0,70	0,73	1,06	1,28	1,38	1,24	1,43
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	3,07	3,27	3,87	4,84	4,75	4,28	4,06	3,99

Sektor	Emisje CH ₄ [kt]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
3. Transport	5,81	5,18	4,89	3,60	3,61	3,11	2,82	2,43
4. Inne sektory	128,31	158,96	132,25	146,22	109,50	79,33	64,16	52,86
B. Emisja lotna z paliw	814,42	738,94	792,07	685,82	614,97	462,46	354,97	261,66
1. Paliwa stałe	719,82	651,44	690,01	579,09	503,18	351,91	250,81	168,80
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	94,60	87,50	102,06	106,73	111,79	110,55	104,16	92,86
2. Procesy przemysłowe	1,89	2,50	2,62	2,32	2,86	2,89	2,92	2,96
B. Przemysł chemiczny	1,39	2,03	2,02	1,91	2,47	2,53	2,58	2,63
C. Produkcja metali	0,50	0,46	0,60	0,40	0,39	0,36	0,35	0,33
3. Rolnictwo	534,26	532,84	539,19	566,85	573,34	561,63	555,29	541,01
A. Fermentacja jelitowa	460,56	473,53	486,61	515,16	519,78	505,30	499,69	486,62
B. Odchody zwierzęce	72,93	58,47	51,62	50,59	52,42	55,27	54,54	53,37
F. Spalanie odpadów roślinnych	0,77	0,85	0,95	1,10	1,14	1,06	1,05	1,02
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo (LULUCF)	1,33	0,51	1,35	2,11	0,85	0,93	0,88	0,89
5. Odpady	360,76	263,30	165,14	131,74	124,53	110,54	102,32	93,82
A. Składowanie odpadów stałych	257,45	143,48	80,29	49,42	35,26	22,84	16,27	9,91
B. Biologiczne unieszkodliwianie odpadów stałych	2,15	2,04	6,58	7,04	13,62	14,51	15,58	15,54
D. Gospodarka ściekami	101,16	117,78	78,27	75,28	75,66	73,19	70,48	68,37
Suma (z uwzgl. LULUCF)	1850,51	1706,20	1642,11	1544,54	1435,69	1226,56	1088,67	961,05
Suma (bez LULUCF)	1849,17	1705,69	1640,76	1542,43	1434,83	1225,63	1087,79	960,16

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Udział metanu w emisji krajowej wzrośnie do 13% w 2030 r.

Prognozowana emisja metanu stopniowo się zmniejsza z ok. 2,5 mln ton w 1990 r. do blisko 1,2 mln ton CH₄ w 2030 r. (spadek o 51%) (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 (innymi metodami niż składowanie) osadów ściekowych z oczyszczalni ścieków komunalnych.

Spadek emisji CH₄ od roku 1990 prognozowany jest także w sektorze Energii, przede wszystkim w emisji lotnej: o 48% w 2030 r., co jest spowodowane głównie dalszym spadkiem wydobycia węgla. W przypadku rolnictwa, prognozowana jest znacząca redukcja emisji metanu od 1990 r.: o 35% do 2030 r., do czego przyczyniają się przede wszystkim zmiany w pogłowie zwierząt gospodarskich.

Prognozowane zmiany emisji w sektorach EU ETS i non-ETS przedstawiono w tabeli (Tabela 1.7). 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 105,6 mln ton CO₂eq w 2030 r. (spadek o 45%). Jednocześnie prognozowany jest spadek udziału emisji GHG z instalacji objętych EU ETS w emisji krajowej – z obecnych 48% do 40% w 2030 r.

Natomiast emisja GHG z sektorów nieobjętych EU ETS, tzw. ESR, również spada od 2021 roku, lecz znacznie wolniej: o 24% do 2030 r. Prognozowana emisja w ESR w 2030 r. wyniesie 157,4 mln ton CO₂eq i osiągnie redukcję -18,2% w stosunku do emisji w roku bazowym 2005, co oznacza, że zostanie osiągnięty cel wyznaczony dla Polski w wielkości -17,7% (158,4 mln ton CO₂eq).

Tabela 1.7. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w podziale na ETS i non-ETS, dla scenariusza WAM

Parametr	2005 (bazowy)*	2021	2025	2030	2035	2040
Emisja w ETS [kt CO ₂ eq]		192032,91	162132,65	105620,65	73274,06	43411,48
Emisja w ESR [kt CO ₂ eq]	192472,25	207851,06	184381,14	157416,55	137501,82	118984,82
Zmiana emisji w ESR w stos. do 2005 r.				-18,2%	-28,6%	-38,2%

* rok bazowy tylko dla ESR, Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Projekcje strumieni gazów cieplarnianych w sektorze LULUCF w scenariuszu „z dodatkowymi działaniami” przewidują nadwyżkę kredytów wymaganych do spełnienia zasady „zero debetów” (określonej w art. 4 ust. 1 Rozporządzenia (UE) 841/2018) na poziomie około 7,3 mln ton CO₂eq średniorocznie w okresie 2021-2025, co sumarycznie daje około 37 mln ton CO₂eq za okres. Ponadto, w okresie rozliczeniowym 2026-2030 każde państwo członkowskie UE musi zapewnić, aby suma jego emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych zgłoszona w 2032 roku za rok 2030 i wcześniejsze lata, w porównaniu ze średnią danych z wykazów gazów cieplarnianych za lata 2016, 2017 i 2018, nie przekroczyła celu określonego dla tego państwa członkowskiego w kolumnie C załącznika IIa.

Dla okresu rozliczeniowego 2026-2030 prognozowana łączna nadwyżka kredytów wymaganych do wypełnienia celu sektorowego LULUCF (określonego w art. 4 ust. 3 Rozporządzenia (UE) 841/2018) wyniesie około 8 mln ton CO₂eq średniorocznie, co sumarycznie daje 40 mln ton CO₂eq za okres. Warto dodać, że projekcje te uwzględniają dodatkowe działania mające na celu zwiększenie pochłaniania CO₂ oraz redukcję emisji gazów cieplarnianych. Dzięki tym działaniom, sektor LULUCF nie tylko będzie w stanie spełnić stawiane przed nim wymogi, ale również przyczyni się do osiągnięcia celów klimatycznych UE na 2030 rok. Uzyskanie prognozowanego wymiaru nadwyżek kredytów będzie wynikiem efektywnego zarządzania zasobami leśnymi oraz wdrażania strategii zmniejszających emisje i zwiększających pochłanianie CO₂.

Prognozy emisji substancji zanieczyszczających powietrze

Poniżej (Tabela 1.8; Tabela 1.9; Tabela 1.10; Tabela 1.11; Tabela 1.12) zaprezentowano syntetyczne wyniki prognozowanych dla lat 2025-2040 emisji substancji zanieczyszczających powietrze w Polsce w scenariuszu WAM w zestawieniu z emisją w latach 2005-2020, wg kategorii NFR. Dane dotyczące emisji w latach 2005-2020 przyjęto na podstawie krajowej inwentaryzacji emisji zanieczyszczeń powietrza⁶, wykonanej w 2023 roku zgodnie z obowiązującymi Wytocznymi 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 1.8. Projekcje emisji dwutlenku siarki, według sektorów (kategorii NFR), dla scenariusza WAM

Sektor (kategoria NFR)	Emisja SO ₂ [Gg]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	1 119,79	815,52	628,85	375,51	247,53	136,09	75,34	41,68
A. Spalanie paliw	1 106,90	807,41	620,42	368,71	241,26	130,20	69,80	36,60
1. Przemysły energetyczne	813,18	485,13	364,66	158,15	104,14	56,03	33,22	13,17
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	110,51	87,10	69,94	45,49	27,66	15,73	10,65	8,30
3. Transport	1,24	0,56	0,55	0,63	0,82	0,78	0,75	0,69

⁶ 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 (kategoria NFR)	Emisja SO ₂ [Gg]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe)	181,97	234,63	185,26	164,43	108,63	57,65	25,18	14,44
B. Emisja lotna z paliw	12,89	8,11	8,44	6,80	6,28	5,89	5,54	5,09
1. Paliwa stałe	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	12,89	8,10	8,43	6,80	6,27	5,89	5,53	5,08
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	9,13	9,15	9,61	9,79	9,72	9,88	10,09	10,36
B. Przemysł chemiczny	4,40	4,25	4,46	4,37	4,55	4,74	4,93	5,11
C. Produkcja metali	2,77	2,62	2,90	2,78	2,53	2,51	2,47	2,44
G. - L. Inne	1,96	2,29	2,26	2,63	2,64	2,63	2,69	2,80
3. Rolnictwo	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
F. Spalanie resztek roślinnych	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
5. Odpady	0,04	0,04	0,05	0,07	0,08	0,08	0,07	0,07
C. Spopielanie i otwarte spalanie odpadów	0,04	0,04	0,05	0,07	0,08	0,08	0,07	0,07
D. Gospodarka ściekami	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OGÓŁEM	1 128,98	824,72	638,53	385,37	257,33	146,05	85,50	52,12

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

W latach 2020-2029 Polska powinna zredukować emisję SO₂ o minimum 59%, zaś od roku 2030 – o minimum 70% w stosunku do roku 2005. Z krajowej inwentaryzacji emisji wynika, że osiągnięta dotychczas 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 WAM nadal rośnie i osiąga wartości od 77,2% w 2025 roku do ok. 87% w roku 2030 i ok. 95% w 2040 r. (Tabela 1.13) zatem cele redukcyjne dla SO₂ są spełnione we wszystkich latach prognozy.

Głównym źródłem emisji SO₂ w Polsce jest spalanie paliw (kategoria 1A). Udział tego sektora w emisji ogółem wyniósł w 2020 roku 96% i w latach prognozy pozostaje on głównym źródłem emisji. Głównym powodem spadku emisji SO₂ w latach 2025-2040 jest spadek zużycia paliw, w tym głównie węgla kamiennego i brunatnego w przemyśle (kategorie 1A1 i 1A2) i małych źródłach spalania (kat. 1A4) a także zmniejszenie zużycia biomasy drzewnej w małych źródłach spalania (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 1.9. Projekcje emisji tlenków azotu, według sektorów (kategorii NFR), dla scenariusza WAM

Sektor (kategoria NFR)	Emisja NO _x [Gg]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	775,74	758,39	633,82	514,07	446,35	337,46	253,58	174,69
A. Spalanie paliw	770,24	753,45	629,46	510,66	442,64	333,98	250,32	171,69
1. Przemysły energetyczne	304,23	287,18	214,14	127,14	104,72	66,69	44,65	25,22
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	64,65	54,50	48,75	50,19	43,57	33,93	27,74	22,43
3. Transport	218,78	252,94	243,37	214,34	196,74	154,14	108,44	63,62

Sektor (kategoria NFR)	Emisja NO _x [Gg]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe)	182,57	158,82	123,20	118,98	97,62	79,22	69,49	60,42
B. Emisja lotna z paliw	5,51	4,94	4,36	3,41	3,70	3,48	3,27	3,00
1. Paliwa stałe	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	5,50	4,93	4,35	3,40	3,69	3,47	3,26	3,00
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	15,99	15,43	17,47	17,52	17,75	17,94	18,15	18,35
B. Przemysł chemiczny	13,63	13,04	14,91	15,06	15,07	15,25	15,44	15,64
C. Produkcja metali	1,42	1,39	1,59	1,42	1,68	1,68	1,68	1,66
G. – L. Inne	0,94	1,01	0,98	1,04	1,00	1,01	1,03	1,04
3. Rolnictwo	65,48	69,50	68,27	71,98	65,15	61,24	59,41	55,63
B. Nawozy naturalne	5,29	4,79	4,73	5,38	4,67	4,74	4,85	4,91
D. Gleby rolne	60,13	64,69	63,48	66,56	60,47	56,49	54,55	50,71
F. Spalanie resztek roślinnych	0,07	0,02	0,06	0,03	0,01	0,01	0,01	0,01
5. Odpady	1,27	1,33	1,53	1,81	1,97	1,87	1,89	1,88
C. Spopielanie i otwarte spalanie odpadów	1,27	1,33	1,53	1,81	1,97	1,87	1,89	1,88
OGÓŁEM	858,49	844,65	721,10	605,38	531,21	418,51	333,03	250,55

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 WAM osiąga wartości od 41,2% w 2025 roku, 55% w 2030 r. do 75% w roku 2040 (Tabela 1.13), zatem cele redukcyjne dla NO_x są spełnione we wszystkich latach prognozy.

Podobnie jak w przypadku dwutlenku siarki, spalanie paliw (kategoria 1A) jest głównym źródłem emisji tlenków azotu z udziałem 84% w emisji krajowej w roku 2020. Głównym powodem spadku emisji NO_x w latach 2025-2040 jest prognozowane zmniejszenie zużycia paliw w przemysłach energetycznych (kategoria 1A1), transporcie (kategoria 1A3) i małych źródłach spalania paliw (kategoria 1A4).

Ponadto istotny wpływ na zmniejszenie emisji NO_x ma postęp techniczny w sektorze małych źródeł spalania paliw (1A4) polegający na zmieniającej się w latach prognozy strukturze urządzeń grzewczych stosowanych w tym sektorze. Zmiany te polegają na stopniowym wycofywaniu z użytkowania urządzeń wysokoemisyjnych i zastępowaniu ich urządzeniami nowoczesnymi, spełniającymi wymagania Ekoprojektu. Zmiana struktury urządzeń została odzwierciedlona w malejących wskaźnikach emisji ze spalania paliw w tym sektorze.

Tabela 1.10. Projekcje emisji NMLZO, według sektorów (kategorii NFR), dla scenariusza WAM

Sektor (kategoria NFR)	Emisja NMLZO [Gg]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	414,50	402,18	366,66	347,47	242,42	164,31	108,22	89,88
A. Spalanie paliw	298,66	300,69	265,61	262,31	161,89	100,57	56,64	49,48
1. Przemysły energetyczne	2,86	3,04	3,29	3,25	3,63	3,41	2,80	1,84
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	28,36	28,37	31,91	39,11	35,82	31,40	28,92	27,16

Sektor (kategoria NFR)	Emisja NMLZO [Gg]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
3. Transport	91,28	72,25	70,26	45,56	23,58	20,87	17,63	14,16
4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe)	176,17	197,04	160,15	174,39	98,86	44,88	7,28	6,31
B. Emisja lotna z paliw	115,84	101,48	101,05	85,15	80,53	63,74	51,58	40,40
1. Paliwa stałe	90,08	72,32	70,44	52,77	46,73	30,33	20,04	12,17
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	25,76	29,17	30,61	32,39	33,79	33,41	31,54	28,22
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	267,37	269,06	260,82	279,39	263,36	260,79	257,17	253,46
B. Przemysł chemiczny	2,84	2,98	4,18	5,68	6,37	6,40	6,43	6,47
C. Produkcja metali	1,07	1,04	1,27	0,91	0,85	0,80	0,75	0,71
D. Stosowanie rozpuszczalników i innych produktów	256,78	258,12	248,27	264,78	248,08	245,44	241,75	238,00
G. – L. Inne	6,68	6,92	7,11	8,02	8,06	8,15	8,24	8,28
3. Rolnictwo	110,90	102,09	103,61	123,61	117,58	116,25	121,71	115,85
B. Nawozy naturalne	104,84	95,96	97,31	115,61	109,47	108,33	113,91	108,25
D. Gleby rolne	6,05	6,12	6,28	7,99	8,11	7,92	7,80	7,60
F. Spalanie resztek roślinnych	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
5. Odpady	4,05	2,98	2,43	2,45	2,50	2,28	2,19	2,08
A. Składowanie odpadów stałych	2,52	1,53	0,89	0,57	0,49	0,31	0,21	0,12
C. Spopielenie i otwarte spalanie odpadów	1,50	1,41	1,51	1,85	1,98	1,95	1,94	1,93
D. Gospodarka ściekami	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
OGÓŁEM	796,83	776,30	733,52	752,91	625,86	543,63	489,28	461,27

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-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. W latach prognozy redukcja emisji NMLZO w scenariuszu WAM osiąga wartości od 25,9% w 2025 roku, 37,7% w 2030 r. do 9,6% w roku 2040 (Tabela 1.13), zatem cele redukcyjne dla NMLZO są spełnione we wszystkich latach prognozy.

Źródła emisji NMLZO są bardziej rozproszone niż źródła emisji SO₂ i NO_x. W 2020 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 podkategorjach 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 1.11. Projekcje emisji amoniaku, według sektorów (kategorii NFR), dla scenariusza WAM

Sektor (kategoria NFR)	Emisja amoniaku [Gg]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	6,62	6,85	5,20	4,52	3,51	3,10	2,82	2,56
A. Spalanie paliw	6,57	6,79	5,13	4,46	3,45	3,04	2,77	2,51
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	0,04	0,05	0,07	0,10	0,12	0,11	0,11	0,11
3. Transport	6,17	6,34	4,71	3,89	3,05	2,79	2,64	2,37
4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe)	0,36	0,41	0,36	0,47	0,29	0,14	0,03	0,02
B. Emisja lotna z paliw	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05
1. Paliwa stałe	0,03	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	3,03	3,11	4,29	4,37	4,49	4,69	4,88	5,08
B. Przemysł chemiczny	2,71	2,82	4,05	4,22	4,35	4,57	4,78	4,99
D. Stosowanie rozpuszczalników i innych produktów	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
G. – L. Inne	0,31	0,29	0,23	0,14	0,12	0,11	0,09	0,08
3. Rolnictwo	307,83	286,47	277,61	299,99	245,12	223,39	222,35	220,16
B. Nawozy naturalne	151,15	126,61	122,55	138,31	126,16	126,81	127,03	130,10
D. Gleby rolne	156,61	159,84	155,00	161,64	118,95	96,57	95,31	90,05
F. Spalanie resztek roślinnych	0,07	0,02	0,06	0,04	0,01	0,01	0,01	0,01
5. Odpady	5,39	3,19	2,29	1,41	1,99	2,08	2,18	2,18
B. Kompostowanie	0,21	0,20	0,69	0,73	1,50	1,59	1,70	1,69
D. Gospodarka ściekami	5,18	2,98	1,60	0,68	0,49	0,49	0,49	0,49
OGÓŁEM	322,88	299,62	289,39	310,29	255,11	233,25	232,24	229,98

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 WAM osiąga 21% w 2025 r., 27,8% w 2030 r. do 28,8 % w roku 2040 (Tabela 1.13), zatem cele redukcyjne dla NH₃ są spełnione we wszystkich latach prognozy.

Rolnictwo jest głównym źródłem emisji amoniaku w Polsce, odpowiedzialnym za około 97% emisji krajowej w 2020 r. i prognozuje się utrzymanie tego udziału do 2040 r. W 2020 r. 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 w scenariuszu WAM spadek emisji NH₃ w produkcji zwierzęcej. Natomiast w przypadku zużycia nawozów mineralnych prognozowana jest znacząca redukcja emisji NH₃: o ok. 47% w 2030 r. w odniesieniu do 2005 r., na co ma wpływ znaczący spadek zużycia nawozów azotowych. Dodatkowo w scenariuszu WAM wzięto pod uwagę działania wskazane przez MRiRW w Krajowym Programie Ograniczania Zanieczyszczenia Powietrza (KPOZP), opracowanym w 2019 r., propagowane do wdrażania wśród rolników najpóźniej w 2030 r., które obejmują rozlewanie 60% gnojowicy innymi metodami niż rozbryzgowo oraz przyorywanie 90% obornika w ciągu 12 h. Są to działania zawarte w Kodeksie dobrej praktyki rolniczej w zakresie ograniczania emisji amoniaku, który jest dokumentem do dobrowolnego stosowania dla rolników.

Tabela 1.12. Projekcje emisji pyłu PM_{2.5}, według sektorów (kategorii NFR), dla scenariusza WAM

Sektor (kategoria NFR)	Emisja pyłu PM2.5 [Gg]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	306,65	344,65	281,04	290,24	182,30	91,89	21,53	18,49
A. Spalanie paliw	304,58	342,73	279,11	288,74	180,91	90,82	20,63	17,71
1. Przemysły energetyczne	10,29	9,14	6,56	3,72	2,53	1,64	1,17	0,63
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	19,85	12,71	11,02	8,20	6,60	4,67	3,82	3,43
3. Transport	10,49	13,20	11,57	11,71	10,39	8,82	7,35	6,63
4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe)	263,94	307,68	249,96	265,11	161,39	75,68	8,30	7,02
B. Emisja lotna z paliw	2,07	1,92	1,93	1,49	1,38	1,08	0,90	0,78
1. Paliwa stałe	1,99	1,82	1,81	1,38	1,28	0,98	0,81	0,70
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	0,08	0,10	0,11	0,11	0,10	0,10	0,09	0,08
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	8,58	8,70	9,04	8,54	9,23	9,31	9,41	9,52
A. Produkty mineralne	2,79	3,01	2,74	2,99	3,74	3,79	3,83	3,87
B. Przemysł chemiczny	1,62	1,58	2,20	2,32	2,41	2,57	2,73	2,88
C. Produkcja metali	1,17	1,04	1,44	1,09	1,07	1,04	1,01	0,99
D. Stosowanie rozpuszczalników i innych produktów	0,49	0,66	0,62	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
G. - L Inne	2,52	2,41	2,05	1,49	1,36	1,27	1,20	1,13
3. Rolnictwo	3,10	2,77	2,95	3,30	3,08	3,09	3,12	3,13
B. Nawozy naturalne	2,22	2,07	2,16	2,56	2,40	2,41	2,44	2,45
D. Gleby rolne	0,73	0,65	0,65	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
F. Spalanie resztek roślinnych	0,16	0,04	0,14	0,08	0,02	0,02	0,02	0,02
5. Odpady	3,75	3,97	4,21	4,52	4,79	4,68	4,66	4,62
A. Składowanie odpadów stałych	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
C. Spopielenie i otwarte spalanie odpadów	1,06	1,17	1,31	1,51	1,58	1,47	1,45	1,41
E. Inne	2,69	2,80	2,90	3,01	3,21	3,21	3,21	3,21
OGÓŁEM	322,08	360,09	297,24	306,59	199,40	108,97	38,73	35,76

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 osiągnęła 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 WAM znacznie rośnie i osiąga wartości 38,1% w 2025 roku, 66,2% w 2030 r. i 88,9% w roku 2040 (Tabela 1.13), zatem cele redukcyjne dla tego zanieczyszczenia 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 prognozowanego spadku emisji jest spadek zużycia paliw w tej kategorii oraz wspomniana wyżej zmiana struktury małych urządzeń grzewczych w kierunku nowoczesnych i niskoemisyjnych.

Wpływ na ograniczenie emisji do powietrza SO₂, NO_x, NMLZO, NH₃ i PM_{2,5} z instalacji przemysłowych, w tym z energetyki, będzie miało także wdrażanie mechanizmów i wymagań wynikających z dyrektywy 2010/75/UE ws emisji przemysłowych (IED). Oczekiwane jest dalsze ograniczanie oddziaływań w związku z dostosowaniem instalacji przemysłowych do znowelizowanej dyrektywy IED (dyrektywa 2024/1785).

Tabela 1.13. Prognozowana redukcja emisji zanieczyszczeń powietrza w latach 2025-2040 w stosunku do celów określonych w dyrektywie NEC, dla scenariusza WAM

Zanieczyszczenie	Cele NECD min. wymagana redukcja w stosunku do emisji z 2005		Emisje WAM				
	2020-2029	od 2030	2020	2025	2030	2035	2040
NO _x	30%	39%	-32,7%	-41,2%	-54,9%	-65,5%	-75,4%
SO ₂	59%	70%	-65,9%	-77,2%	-87,1%	-92,4%	-95,4%
NMLZO	25%	26%	-8,3%	-25,9%	-37,7%	-46,4%	-49,6%
NH ₃	1%	17%	-3,9%	-21,0%	-27,8%	-28,1%	-28,8%
PM _{2,5}	16%	58%	-4,8%	-38,1%	-66,2%	-88,0%	-88,9%

1.1.2. Porównanie prognoz dotyczących emisji GHG oraz ich pochłaniania, a także emisji substancji zanieczyszczających – scenariusz WAM vs. scenariusz WEM

Wyniki porównania projekcji emisji gazów cieplarnianych oraz ich pochłaniania, wg sektorów IPCC, do roku 2040, dla scenariusza WAM z projekcjami dla scenariusza WEM przedstawiono w tabeli (Tabela 1.14).

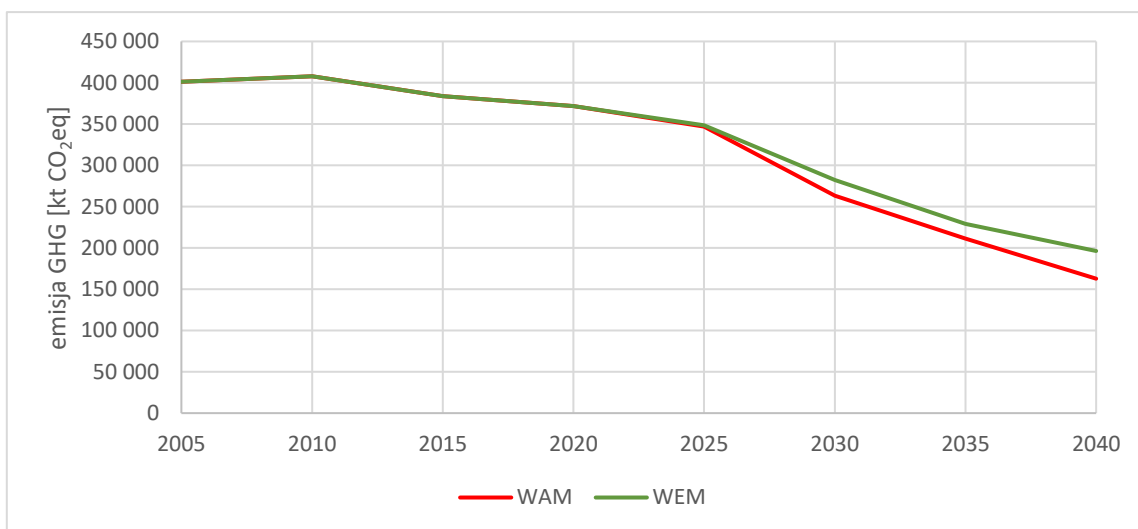
Tabela 1.14. Projekcje emisji gazów cieplarnianych dla scenariuszy WEM i WAM, według sektorów

Sektor	Emisje GHG [kt CO ₂ eq]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
	WEM							
1.Energia	334317,08	344423,02	321729,78	307991,99	285675,98	218770,25	166885,60	133290,94
2.Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	23732,01	22878,65	24351,84	24516,29	24223,83	24038,87	24001,47	24177,30
3.Rolnictwo	31659,42	31659,66	31705,48	34051,67	33334,78	34650,27	33810,60	34519,85
4.Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo	-48018,52	-32962,30	-29143,46	-18957,85	-32282,75	-24550,49	-21107,75	-14266,51
5.Odpady	11000,17	8275,63	5608,23	4752,48	4652,44	4268,70	4041,42	3786,22
Emisje pośrednie CO ₂	564,93	567,87	546,19	582,52	545,78	539,97	531,84	523,60
Suma (z uwzgl. LULUCF)*	353255,10	374842,53	354798,06	352937,10	316150,06	257717,57	208163,19	182031,40
Suma (bez LULUCF)*	401273,62	407804,83	383941,52	371894,95	348432,82	282268,06	229270,93	196297,90
	WAM							
1.Energia	334317,08	344423,02	321729,78	307991,99	284421,00	202926,83	151998,65	105338,90
2.Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	23732,01	22878,65	24351,84	24516,29	24042,67	23526,81	22993,36	22650,89

Sektor	Emisje GHG [kt CO ₂ eq]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
	WEM							
3.Rolnictwo	31659,42	31659,66	31705,48	34051,67	33111,96	32093,93	31582,27	30483,55
4.Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo	-48018,52	-32962,30	-29143,46	-18957,85	-45472,75	-42083,00	-35235,54	-29984,47
5.Odpady	11000,17	8275,63	5608,23	4752,48	wg scenariusza WEM			
Emisje pośrednie CO ₂	564,93	567,87	546,19	582,52	545,78	539,97	531,84	523,60
Suma (z uwzgl. LULUCF)*	353255,10	374842,53	354798,06	352937,10	301301,10	221273,24	175912,01	132798,69
Suma (bez LULUCF)*	401273,62	407804,83	383941,52	371894,95	346773,85	263356,24	211147,55	162783,15

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Krajowa emisja gazów cieplarnianych (z wyłączeniem LULUCF) dla wszystkich lat prognozy (2025-2040) jest wyższa w scenariuszu WEM od emisji obliczonej dla scenariusza WAM. Redukcja emisji w scenariuszu WAM (z dodatkowymi działaniami) w stosunku do scenariusza WEM (przy istniejących politykach i środkach) jest największa w przypadku sektora 1. Energia.



Rysunek 1.2. Emisje historyczne (2005-2020) oraz projekcje emisji gazów cieplarnianych (z uwzględnieniem emisji pośredniej CO₂ i wyłączeniem emisji i pochłaniania z LULUCF) dla scenariusza WEM i WAM

W tabeli poniżej (Tabela 1.15) przedstawiono szczegółowo prognozy redukcji 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) w wyniku zastosowania planowanych polityk i środków (scenariusz WAM) w stosunku do emisji dla scenariusza WEM (przy istniejących politykach i środkach).

Tabela 1.15. Prognozy zmiany emisji gazów cieplarnianych w sektorze 1A. Spalanie paliw, scenariusz WAM vs. WEM

Sektor	Zmiana emisji GHG WAM vs. WEM [%]			
	2025	2030	2035	2040
1A Spalanie paliw	-0,6%	-7,5%	-9,3%	-21,9%
1A1 Przemysły energetyczne	0,1%	-10,2%	-9,0%	-46,8%
1A1a Produkcja energii elektrycznej i ciepła	0,2%	-10,6%	-8,2%	-52,4%
1A1ai Produkcja energii elektrycznej	IE	IE	IE	IE

Sektor	Zmiana emisji GHG WAM vs. WEM [%]			
	2025	2030	2035	2040
1A1aii Skojarzona produkcja energii elektrycznej i ciepła	-0,4%	-11,7%	-9,0%	-56,0%
1A1aiii Ciepłownie	8,5%	4,8%	-1,2%	-8,8%
1A1b Rafinerie	-0,4%	-4,3%	-16,1%	-31,9%
1A1c Produkcja paliw stałych i inne przemysły energetyczne	-3,4%	-8,2%	-11,9%	-13,4%
1A2 Przemysł wytwórczy i budownictwo	-2,1%	-12,3%	-18,9%	-27,4%
1A3 Transport	-1,8%	-0,9%	-1,6%	-3,8%
1A4 Inne sektory	0,2%	-8,6%	-17,0%	-20,1%
1A4a Handel/usługi/institucje	-9,0%	-24,9%	-36,0%	-41,2%
1A4b Gospodarstwa domowe	2,4%	-8,1%	-20,0%	-24,0%
1A4c Rolnictwo/leśnictwo/rybołówstwo	0,0%	0,0%	0,0%	-1,8%

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

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Największe różnice w emisji pomiędzy obu scenariuszami dotyczą sektora 1A1a. *Produkcja energii elektrycznej i ciepła*. Emisja GHG w scenariuszu WAM jest niższa od oszacowanej w scenariuszu WEM dla wszystkich lat, począwszy od roku 2030. Dla roku 2030 jest to różnica przekraczająca 10%, a dla roku 2040 wynosi ona ponad 52%. Przyczyną tego spadku jest dalej idące ograniczenie zużycia paliw, a zwłaszcza kopalnych, głównie węgla. Scenariusz WAM zakłada stopniowe odejście od wykorzystania węgla w energetyce (węgla brunatnego od 2040 roku i kamiennego w latach następnych), oraz stopniową redukcję zużycia gazu ziemnego w tym sektorze. Przewiduje się również wykorzystanie BECCS (ang. Bioenergy with Carbon Capture and Storage), czyli technologii wykorzystania bioenergia z wyłapywaniem i magazynowaniem węgla, w celu redukcji emisji CO₂ po 2040 roku.

W małych źródłach spalania, w tym w gospodarstwach domowych (1A4b), wartości emisji gazów cieplarnianych oszacowane w scenariuszu WAM są od roku 2030 mniejsze niż w scenariuszu WEM. Dla gospodarstw domowych oszacowana wartość emisji GHG dla 2030 roku jest o ok. 8% mniejsza, a w 2040 roku ta różnica to ok. 24%. To ograniczenie emisji wiąże się głównie ze znacznym zmniejszeniem zużycia gazu ziemnego (w scenariuszu WAM zużycie tego paliwa jest mniejsze niż w scenariuszu WEM o 12% w roku 2030). Na redukcję emisji gazów cieplarnianych w tym sektorze wpływa również mniejsze niż w WEM zużycie węgla kamiennego w okresie post-2030. Mniejsza jest również całkowita konsumpcja paliw od 2030 roku prognozowana dla gospodarstw domowych w scenariuszu WAM.

W sektorze transportu (1A3) wartości emisji przewidziane scenariuszami WEM i WAM we wszystkich prognozowanych latach systematycznie zmniejszają się względem roku bazowego 2020, przy czym ograniczenie emisji jest bardziej znaczne w przypadku scenariusza WAM – w 2040 różnica między wartościami emisji gazów cieplarnianych w scenariuszach wynosi 3,8%. Spowodowane jest to głównie bardziej zdecydowanym odchodzeniem od paliw kopalnych w transporcie drogowym i znaczną redukcją ich wykorzystania na rzecz rozwijania napędów elektrycznych oraz zastosowania wodoru jako źródła energii. Większe ograniczenie emisji gazów cieplarnianych wynika również z przewidywanego spadku zużycia gazu ziemnego po 2030 r.

W kategorii *Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów* różnica między scenariuszami WAM i WEM jest nieznacząca (dla wszystkich lat objętych projekcjami wynosi ok. 1%). Wynikała głównie z niewielkich zmian

w prognozowanej produkcji stali i surówki żelaza. Dodatkowo, od 2030 roku uwzględniono w scenariuszu WAM wykorzystanie CCS w redukcji emisji CO₂ w branży cementowej (w wysokości 1 Mg CO₂/rok)⁷.

W sektorze rolnictwa główna różnica między scenariuszami WEM i WAM związana jest ze zmniejszeniem pogłowia bydła, z 7 mln szt. do 6,2 mln szt. w 2030 (i w latach kolejnych), a także zmniejszeniem prognozowanego zużycia nawozów mineralnych: z 1043 kt N do 800 kt N w 2030 r. (i w latach kolejnych).

Ogólne założenia w sektorze LULUCF umożliwiły przedstawienie danych dla obu scenariuszy (WEM oraz WAM) dotyczących przyrostu, ubytków (rozumianych jako suma pozyskania miąższości drewna netto wraz z korą, pozostałościami zrębowymi i drewnem martwym) oraz różnicy między przyrostem a ubytkami w poszczególnych latach okresu 2024–2030. Kolejne cykle prognoz oparto na wartościach ubytków brutto określonych dla okresu 2020–2030 (cyklach 11 letnich). W obu rozpatrywanych scenariuszach przyjęto takie samo kształtowanie się zasobów drzewnych oraz użytkowania głównego na gruntach leśnych „pozostałych” (poza Zarządem PGL LP), oparte na historycznych wskaźnikach użytkowania z okresu 2020–2023.

Warto podkreślić, że bilans netto sektora LULUCF jest bezpośrednio skorelowany z bilansem emisji netto z zarządzanych gruntów leśnych. Projekcje wykonane na potrzeby aktualizacji scenariusza WEM zakładają, że w okresie 2022–2023 można spodziewać się znaczącego wzrostu pochłaniania CO₂ netto z obecnych ponad -20 mln ton CO₂eq do ok. -32,1 mln ton CO₂eq w roku 2022 i -35,1 mln ton CO₂eq w roku 2023 (co stanowi jednocześnie wartość szczytową prognozowanego trendu). W dalszej perspektywie przewiduje się jednak systematyczny spadek pochłaniania CO₂ netto do poziomu -24,5 mln ton CO₂eq w roku 2030 oraz w latach kolejnych. Zakładane ograniczenia dynamiki wzrostu zasobów drzewnych wiążą się ze zmianami warunków klimatycznych i siedliskowych oraz postępującym procesem starzenia się drzewostanów. W przypadku scenariusza WAM (podobnie jak w przypadku scenariusza WEM) prognozuje się krótkookresowy wzrost pochłaniania netto CO₂, z obecnych ponad -20 mln ton CO₂eq, aczkolwiek do wartości około -45 mln ton CO₂eq w 2025 roku. W dłuższej perspektywie, podobnie jak w scenariuszu WEM, przewiduje się spadek pochłaniania, przy czym w tym przypadku do około -42 mln ton CO₂eq w 2030 roku i niespełna 30 mln ton CO₂eq w 2040 roku. Czynnikiem różnicującym scenariusze WEM i WAM jest zarówno poziom, jak i intensywność użytkowania rębego i przedrębego (zbiorczo określanego jako pozyskanie drewna). W kontekście założeń dla scenariusza WAM dla gruntów leśnych zarządzanych przez PGL LP założono liniowe zmniejszanie użytkowania, osiągając w 2030 roku poziom około 88% użytkowania brutto z roku 2023 (około 49 mln m³ grubizny netto). W scenariuszu WEM prognoza rozwoju zasobów drzewnych oraz możliwości wysokości użytkowania w Lasach Państwowych na lata 2024–2030 oparta jest na wskaźnikach intensywności użytkowania z okresu 2020–2023. W obu scenariuszach wysokość użytkowania w Lasach Państwowych w latach 2020–2023 przyjęto na podstawie faktycznego wykonania stosownych etatów. W przypadku pozostałych gruntów leśnych nie założono istotnych zmian w zakresie prowadzonych praktyk gospodarki leśnej, które mogłyby różnicować scenariusze WEM i WAM.

Warto zwrócić uwagę, że poziom substytucji węgla w produktach drzewnych został skorelowany z prognozowanymi wartościami pozyskania drewna netto. Na podstawie proporcji pozyskanego drewna w prognozowanym okresie do wartości z roku 2023 określono poziom potencjalnej przyszłej produkcji z pozyskanego drewna (tj. tarcicy, płyt drewnianych i drewnopochodnych, papieru i tektury) w latach 2023–2040.

Należy podkreślić, że zarówno scenariusz WEM, jak i WAM mogą być obarczone pewnym błędem interpretacyjnym. Niemniej jednak, celem tego podejścia jest zobrazowanie ewentualnych tendencji w zakresie produkcji poszczególnych grup surowców drzewnych. Obszar ten może podlegać znaczącym modyfikacjom prognostycznym, mając na względzie ocenę aktualnej sytuacji i przewidywanych zmian na rynku drzewnym, spodziewane tendencje rozwoju sektora drzewnego, ocenę ogólnej sytuacji gospodarczej kraju, wpływ koniunktury na rynkach zagranicznych oraz przewidywane kształtowanie się

⁷ Związane jest to z projektem (<https://www.go4ecoplanet.com>) realizowanym w cementowni „Kujawy” (<https://www.polskicement.pl/aktualnosci/cembureau-roadmap-2020-2050-ograniczenie-emisji-co2-o-ok-40-na-koniec-dekady/>; <https://www.holcim.pl/blog/kujawy/>).

w przyszłości podstawowych makro wskaźników charakteryzujących tempo rozwoju gospodarczego, rozwoju budownictwa (kreatora bezpośredniego popytu na materiały i wyroby drzewne oraz popytu wtórnego, np. na meble, materiały podłogowe, elementy wyposażenia wnętrz), a także wymiany handlowej z zagranicą.

W tabeli poniżej (Tabela 1.16) przedstawiono porównanie prognoz emisji w podziale na sektory ETS i non-ETS dla scenariuszy WEM i WAM.

Tabela 1.16. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w podziale na ETS i non-ETS, dla scenariuszy WEM i WAM

Parametr	2005 (bazowy)*	2021	2025	2030	2035	2040
WEM						
Emisja w ETS [kt CO ₂ eq]		192032,91	162841,13	116997,95	81843,85	62353,45
Emisja w ESR [kt CO ₂ eq]	192472,25	207851,06	185331,62	164951,08	147055,41	133557,60
Zmiana emisji w ESR w stos. do 2005 r.				-14,30%	-23,60%	-30,61%
WAM						
Emisja w ETS [kt CO ₂ eq]		192032,91	162132,65	105620,65	73274,06	43411,48
Emisja w ESR [kt CO ₂ eq]	192472,25	207851,06	184381,14	157416,55	137501,82	118984,82
Zmiana emisji w ESR w stos. do 2005 r.				-18,21%	-28,56%	-38,18%

* rok bazowy tylko dla ESR

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Prognozowany spadek emisji GHG raportowanych przez instalacje objęte systemem EU ETS w 2030 r. w stosunku do 2021 r. w scenariuszu WAM wyniósł 45% (w scen. WEM 39%), zaś dla roku 2040 ten spadek emisji GHG wyniósł 77% (w scen. WEM 68%).

Emisja GHG z sektorów nieobjętych EU ETS również będzie niższa w scenariuszu WAM aniżeli w scenariuszu WEM, aczkolwiek różnica ta będzie mniejsza niż w EU ETS, natomiast tylko w scenariuszu WAM zostanie osiągnięty cel wyznaczony dla Polski w wielkości -17,7% (158,4 mln ton CO₂eq).

Porównanie prognoz emisji substancji zanieczyszczających powietrze

Poniżej (Tabela 1.17; Tabela 1.18; Tabela 1.19; Tabela 1.20; Tabela 1.21) przedstawiono wyniki prognozowanych redukcji emisji substancji zanieczyszczających powietrze, określonych w dyrektywie NEC (SO₂, NO_x, NMLZO, NH₃ i PM_{2,5}), w wyniku przyjęcia scenariusza WAM w stosunku do emisji obliczonych dla scenariusza WEM.

Tabela 1.17. Prognozy zmiany emisji dwutlenku siarki, według sektorów (kategorii NFR), scenariusz WAM vs. WEM

Sektor (kategoria NFR)	Zmiana emisji SO ₂ WAM vs. WEM [%]			
	2025	2030	2035	2040
1. Energia	0,2%	-8,5%	-13,9%	-29,3%
A. Spalanie paliw	0,3%	-8,7%	-14,7%	-31,7%
1. Przemysły energetyczne	-4,2%	-16,3%	-15,3%	-46,9%
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	-6,1%	-14,1%	-15,3%	-13,9%
3. Transport	-0,8%	-1,1%	-1,5%	-2,6%
4. Inne sektory	6,9%	1,9%	-14,1%	-21,9%

Sektor (kategoria NFR)	Zmiana emisji SO ₂ WAM vs. WEM [%]			
	2025	2030	2035	2040
B. Emisja lotna z paliw	-2,6%	-2,4%	-2,8%	-4,3%
1. Paliwa stałe	-4,8%	-4,9%	-4,1%	-3,0%
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	-2,6%	-2,4%	-2,8%	-4,3%
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	-0,2%	-0,3%	-0,3%	0,0%
B. Przemysł chemiczny	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
C. Produkcja metali	-0,9%	-0,9%	-0,9%	-0,8%
G. – L. Inne	0,3%	-0,2%	-0,5%	0,8%
3. Rolnictwo	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
F. Spalanie resztek roślinnych	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
5. Odpady	5,7%	0,0%	-1,2%	-2,9%
C. Spalanie odpadów	5,7%	0,0%	-1,2%	-2,9%
D. Gospodarka ściekami	-	-	-	-
OGŁÓEM	0,2%	-8,0%	-12,5%	-24,9%

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Jak wyjaśniono wyżej w rozdziale 4.2.1.1, głównym źródłem emisji SO₂ w Polsce jest spalanie paliw w energetyce, przemyśle i małych źródłach emisji. W 2020 roku udział ten wynosił 96%. Zmniejszenie zużycia paliw kopalnych w tych sektorach jest powodem spadku emisji, przy czym w scenariuszu WAM redukcje te są większe niż w scenariuszu WEM, stąd prognozowane zmniejszenie emisji w scenariuszu WAM jest większe niż w WEM.

Tabela 1.18. Prognozy zmiany emisji tlenków azotu, według sektorów (kategorii NFR), scenariusz WAM vs. WEM

Sektor (kategoria NFR)	Zmiana emisji NO _x WAM vs. WEM [%]			
	2025	2030	2035	2040
1. Energia	-0,7%	-5,0%	-9,5%	-20,5%
A. Spalanie paliw	-0,7%	-5,0%	-9,6%	-20,8%
1. Przemysły energetyczne	-1,3%	-12,2%	-12,5%	-34,4%
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	-2,6%	-12,6%	-19,5%	-26,8%
3. Transport	-0,4%	0,5%	-6,3%	-21,6%
4. Inne sektory	0,3%	-5,1%	-8,2%	-9,1%
B. Emisja lotna z paliw	-2,6%	-2,4%	-2,8%	-4,3%
1. Paliwa stałe	-4,8%	-4,9%	-4,1%	-3,0%
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	-2,6%	-2,4%	-2,8%	-4,3%
2. Procesy przemysłowe	-0,3%	-0,3%	-0,3%	-0,2%
B. Przemysł chemiczny	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
C. Produkcja metali	-3,0%	-2,8%	-2,7%	-2,6%
G. – L. Inne	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3. Rolnictwo	-10,7%	-16,1%	-16,9%	-22,0%
B. Nawozy naturalne	-4,1%	-6,0%	-4,2%	-6,1%
D. Gleby rolne	-11,2%	-16,9%	-17,8%	-23,3%
F. Spalanie resztek roślinnych	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
5. Odpady	8,2%	-0,9%	-2,1%	-3,9%

Sektor (kategoria NFR)	Zmiana emisji NO _x WAM vs. WEM [%]			
	2025	2030	2035	2040
C. Spalanie odpadów	8,2%	-0,9%	-2,1%	-3,9%
OGŁÓEM	-2,0%	-6,6%	-10,5%	-19,6%

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Podobnie jak w przypadku SO₂, emisja tlenków azotu spowodowana jest głównie przez spalanie paliw w energetyce, przemyśle, transporcie i małych źródłach (takich jak gospodarstwa domowe). W 2020 roku udział tych kategorii w emisji krajowej wynosił 85%. Zmniejszenie zużycia paliw kopalnych w tych sektorach jest powodem spadku emisji, przy czym w scenariuszu WAM redukcje te są większe niż w scenariuszu WEM, stąd prognozowane zmniejszenie emisji w scenariuszu WAM jest większe niż w WEM. Innym znaczącym źródłem emisji jest kategoria 3D. Gleby rolne, gdzie w scenariuszu WAM emisja NO_x jest niższa niż w WEM z powodu przyjęcia w scenariuszu WAM znacznie bardziej optymistycznych założeń dotyczących upowszechniania niskoemisyjnych praktyk w rolnictwie.

Tabela 1.19. Prognozy zmiany emisji NMLZO, według sektorów (kategorii NFR), scenariusz WAM vs. WEM

Sektor (kategoria NFR)	Zmiana emisji NMLZO WAM vs. WEM [%]			
	2025	2030	2035	2040
1. Energia	0,3%	-4,2%	-5,6%	-12,4%
A. Spalanie paliw	0,5%	-3,2%	-4,8%	-10,5%
1. Przemysły energetyczne	2,7%	-4,6%	-7,0%	-32,0%
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	-2,2%	-8,0%	-9,9%	-11,3%
3. Transport	-1,0%	10,0%	6,2%	-6,7%
4. Inne sektory	1,8%	-4,8%	-6,2%	-6,9%
B. Emisja lotna z paliw	-0,1%	-5,7%	-6,5%	-14,7%
1. Paliwa stałe	-0,6%	-9,9%	-9,2%	-26,7%
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	0,7%	-1,5%	-4,6%	-8,2%
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%
B. Przemysł chemiczny	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
C. Produkcja metali	-28,0%	-32,0%	-35,3%	-38,0%
D. Stosowanie rozpuszczalników i innych produktów	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
G. – L Inne	1,6%	1,6%	1,5%	1,3%
3. Rolnictwo	2,1%	-3,9%	-3,1%	-5,7%
B. Nawozy naturalne	2,0%	-4,2%	-3,5%	-6,4%
D. Gleby rolne	2,9%	0,7%	3,1%	4,2%
F. Spalanie resztek roślinnych	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
5. Odpady	1,9%	0,0%	-0,5%	-1,2%
A. Składowanie odpadów stałych	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
C. Spalanie odpadów	2,4%	0,0%	-0,5%	-1,3%
D. Gospodarka ściekami	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
OGŁÓEM	0,5%	-2,2%	-2,1%	-4,2%

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Wykazane w scenariuszu WAM mniejsze emisje NMLZO w porównaniu z WEM wynikają ze:

- zmniejszonego użycia paliw kopalnych w sektorze 1. Energia, którego udział w emisji krajowej w 2020 roku wyniósł 46%;
- zmniejszonego pogłowia bydła i świń w sektorze 3. Rolnictwo (kategoria 3.B, której udział w emisji krajowej NMLZO wyniósł 15% w 2020 roku).

Wykazana w tabeli 4.40 znacząca różnica procentowa w kategorii 2.C Produkcja metali nie ma istotnego wpływu na różnicę w emisji krajowej pomiędzy scenariuszami, gdyż udział tej kategorii w emisji krajowej NMLZO jest niewielki (0,1% w 2020 r.).

Tabela 1.20. Prognozy zmiany emisji amoniaku, według sektorów (kategorii NFR), scenariusz WAM vs. WEM

Sektor (kategoria NFR)	Zmiana emisji amoniaku WAM vs. WEM [%]			
	2025	2030	2035	2040
1. Energia	0,2%	3,6%	2,6%	1,8%
A. Spalanie paliw	0,2%	3,7%	2,8%	1,9%
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	-2,5%	-9,0%	-9,4%	-9,1%
3. Transport	0,0%	4,5%	3,4%	2,5%
4. Inne sektory	4,1%	-0,3%	-0,5%	0,0%
B. Emisja lotna z paliw	-3,8%	-3,8%	-3,6%	-3,6%
1. Paliwa stałe	-4,8%	-4,9%	-4,1%	-3,0%
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	-2,6%	-2,4%	-2,8%	-4,3%
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
B. Przemysł chemiczny	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
D. Stosowanie rozpuszczalników i innych produktów	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
G. – L Inne	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3. Rolnictwo	-9,1%	-19,3%	-18,7%	-21,0%
B. Nawozy naturalne	-4,9%	-7,1%	-5,7%	-6,9%
D. Gleby rolne	-13,1%	-31,2%	-31,4%	-35,1%
F. Spalanie resztek roślinnych	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
5. Odpady	0,3%	-0,1%	0,0%	-0,3%
B. Kompostowanie	0,5%	-0,1%	0,0%	-0,3%
D. Gospodarka ściekami	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
OGŁÓEM	-8,8%	-18,6%	-18,1%	-20,2%

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Główna różnica między scenariuszami WEM i WAM związana jest ze zmniejszeniem pogłowia bydła, z 7 mln szt. do 6,2 mln szt. w 2030, a także zmniejszeniem prognozowanego zużycia nawozów mineralnych: z 1043 kt N do 800 kt N w 2030 r. W scenariuszu WAM uwzględniono także dodatkowe działania związane z doglebową aplikacją gnojowicy oraz przyorywaniem obornika do 12 h, opisane wcześniej.

Tabela 1.21. Prognozy zmiany emisji PM_{2,5}, według sektorów (kategorii NFR), scenariusz WAM vs. WEM

Sektor (kategoria NFR)	Zmiana emisji pyłu PM _{2,5} WAM vs. WEM [%]			
	2025	2030	2035	2040
1. Energia	10,3%	9,6%	-4,7%	-5,9%
A. Spalanie paliw	10,5%	9,9%	-4,6%	-5,7%

Sektor (kategoria NFR)	Zmiana emisji pyłu PM _{2,5} WAM vs. WEM [%]			
	2025	2030	2035	2040
1. Przemysły energetyczne	-5,6%	-19,0%	-19,6%	-42,6%
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	-4,7%	-11,6%	-12,2%	-11,6%
3. Transport	-0,1%	1,9%	-1,1%	-1,5%
4. Inne sektory	12,3%	13,5%	-1,3%	-0,7%
B. Emisja lotna z paliw	-4,0%	-8,4%	-6,0%	-9,5%
1. Paliwa stałe	-4,1%	-8,9%	-6,4%	-10,1%
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	-2,6%	-2,4%	-2,8%	-4,3%
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	-2,1%	-2,4%	-2,5%	-2,6%
A. Produkty mineralne	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
B. Przemysł chemiczny	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
C. Produkcja metali	-15,8%	-17,9%	-19,4%	-20,6%
D. Stosowanie rozpuszczalników i innych produktów	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
G. – L. Inne	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3. Rolnictwo	-3,5%	-6,2%	-5,1%	-6,0%
B. Nawozy naturalne	-4,4%	-7,8%	-6,4%	-7,5%
D. Gleby rolne	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
F. Spalanie resztek roślinnych	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
5. Odpady	3,4%	0,0%	-0,7%	-1,8%
A. Składowanie odpadów stałych	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
C. Spopielenie i otwarte spalanie odpadów	11,1%	-0,1%	-2,3%	-5,7%
E. Inne	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
OGŁÓM	9,3%	7,5%	-3,7%	-4,5%

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Głównym źródłem emisji PM_{2,5} jest kategoria 1.A.4 Inne sektory (tj. małe źródła emisji takie jak gospodarstwa domowe). Udział tej kategorii w emisji krajowej wynosił w 2020 roku 86%. W latach 2025 i 2030 scenariusz WAM zakłada nieco większą emisję pyłu niż WEM. Jest to spowodowane dwoma czynnikami:

- wyższymi wskaźnikami emisji w scenariuszu WAM dla kategorii małych źródeł spalania paliw (wyjaśnienie niżej),
- wyższym zużyciem węgla kamiennego i biomasy w scenariuszu WAM w porównaniu dla WEM w roku 2025, ponieważ paliwa te charakteryzują się wysokimi wskaźnikami emisji pyłu.

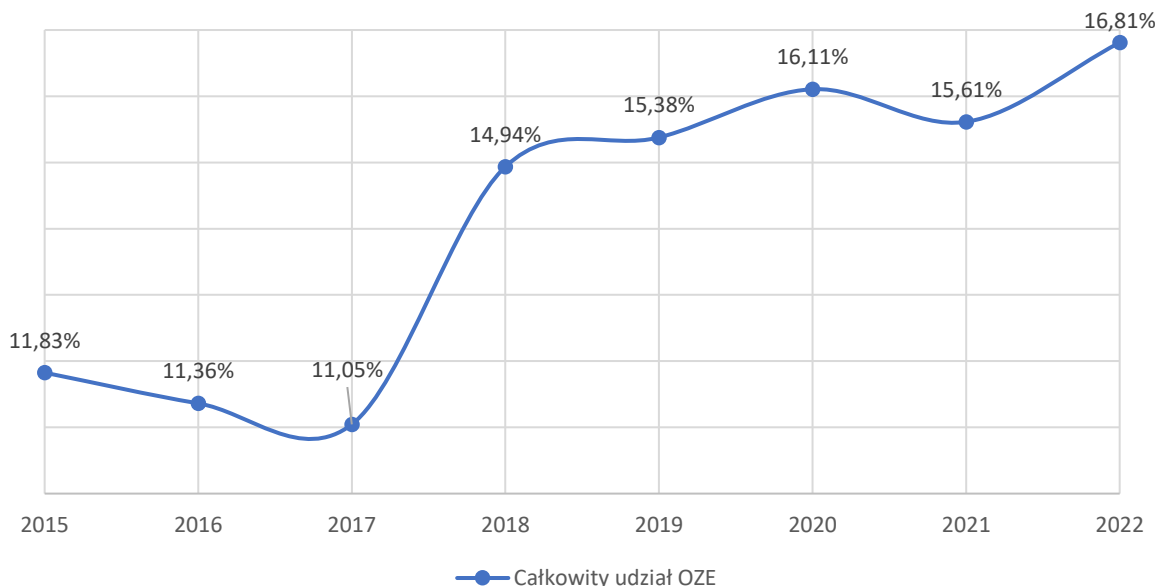
Grupę kotłów węglowych stosowanych w małych źródłach spalania paliw (kategoria 1.A.4) można ogólnie podzielić na 2 rodzaje urządzeń: kotły automatyczne i kotły obsługiwane ręcznie. Różnią się one między sobą m.in. długością czasu eksploatacji. Na podstawie doświadczeń Instytutu Technologii Paliw i Energii (ITPE), który opracował wskaźniki emisji dla kategorii 1.A.4, oraz na podstawie doświadczeń firm produkujących kotły przyjęto, iż czas ten wynosi odpowiednio 10 oraz 15 lat dla dwóch wymienionych wyżej rodzajów kotłów. Polityka Państwa zmierzająca do odchodzenia od paliw węglowych powoduje, że urządzenia opalane węglem, po okresie eksploatacji, są zastępowane przez OZE lub urządzenia opalane innymi paliwami (biomasa, gaz, olej). Biorąc pod uwagę przytoczone czasy eksploatacji można zauważyć,

że wymiana taka wcześniej obejmie urządzenia automatyczne niż kotły obsługiwane ręcznie. Oznacza to szybszy spadek liczby kotłów automatycznych niż ręcznych funkcjonujących na rynku w poszczególnych latach, czego efektem jest malejący udział kotłów automatycznych w całej grupie kotłów zasilanych węglem (a kotły te mają niższe wskaźniki emisji). Trend ten wpłynął zatem na zwiększenie średnich ważonych wskaźników emisji dla małych źródeł spalania w scenariuszu WAM w porównaniu do WEM.

W pozostałych latach emisja w scenariuszu WAM jest niższa niż w WEM, co wynika głównie ze zmniejszenia zużycia paliw kopalnych (węgiel kamienny i gaz ziemny) w małych źródłach spalania paliw (1.A.4).

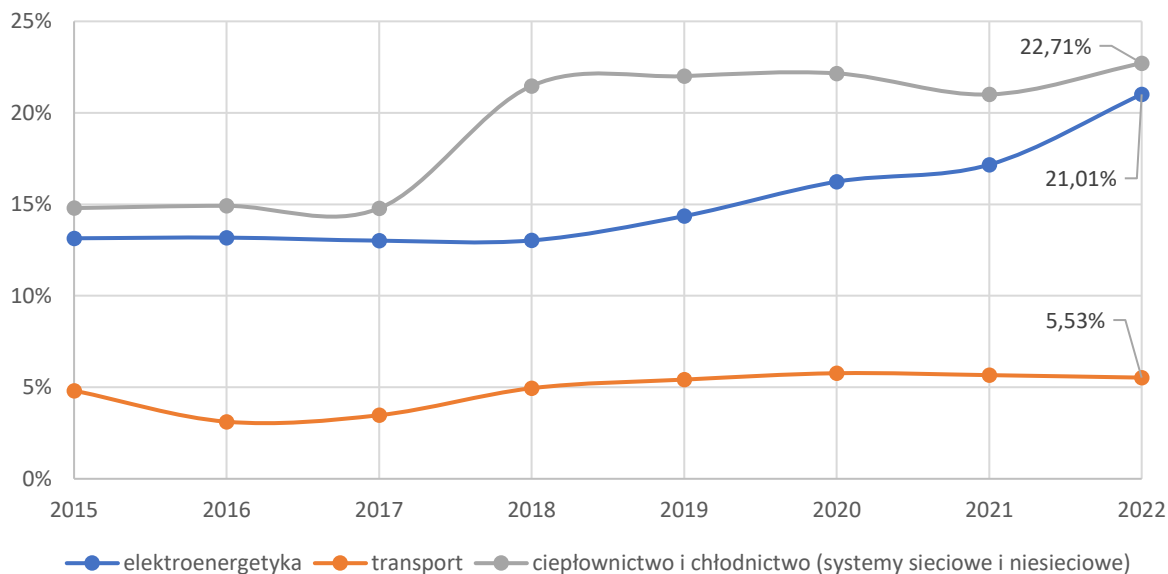
1.1.3. Energia ze źródeł odnawialnych

W 2022 r. udział energii odnawialnej w finalnym zużyciu energii brutto osiągnął poziom 16,81% i był wyższy o 4,98 p.p. w porównaniu z rokiem 2015. Największy wzrost wystąpił na przełomie lat 2017-2018 i wyniósł 3,89 p.p. (Rysunek 1.3). Całkowity wolumen energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii w 2022 r. wyniósł 878 051,8 GWh. Główną składową tego wolumenu była energia wykorzystywana w sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa - stanowiła ponad 49% sumy (Rysunek 1.4). W 2020 r. udział OZE wyniósł 16,11%.



Rysunek 1.3. Udział OZE w ujęciu krajowym

Źródło: Eurostat Shares



Rysunek 1.4. Porównanie udziałów OZE w poszczególnych sektorach gospodarki

Źródło: Eurostat Shares

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

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

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

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

1.1.4. Prognozy rozwoju OZE z uwzględnieniem dodatkowych polityk i środków

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 ustawie⁸, 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 ograniczyć ceny energii, co jest istotne z punktu widzenia konkurencyjności gospodarki i dalszego wzrostu PKB (tzn. preferowane będą technologie o najniższych jednostkowych kosztach wytwarzania, z uwzględnieniem kosztów systemowych. 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. Dodatkowym instrumentem w zakresie rozwoju OZE w energetyce, który został przyjęty w scenariuszu WAM, było założenie dotyczące liberalizacji ustawy tzw. odległościowej określającej minimalną odległość budynków od turbiny wiatrowej. Wspomniana liberalizacja ma się przyczynić do odblokowania dodatkowego potencjału elektrowni wiatrowych na lądzie.

Obliczenia oparto na danych prezentowanych w formularzach Eurostat SHARES⁹, 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 REDIII¹⁰.

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 rozdziale poniżej. W przypadku elektrowni wodnych oraz wiatrowych, zaprezentowane w tabeli (Tabela 4.41) wartości dotyczące 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.

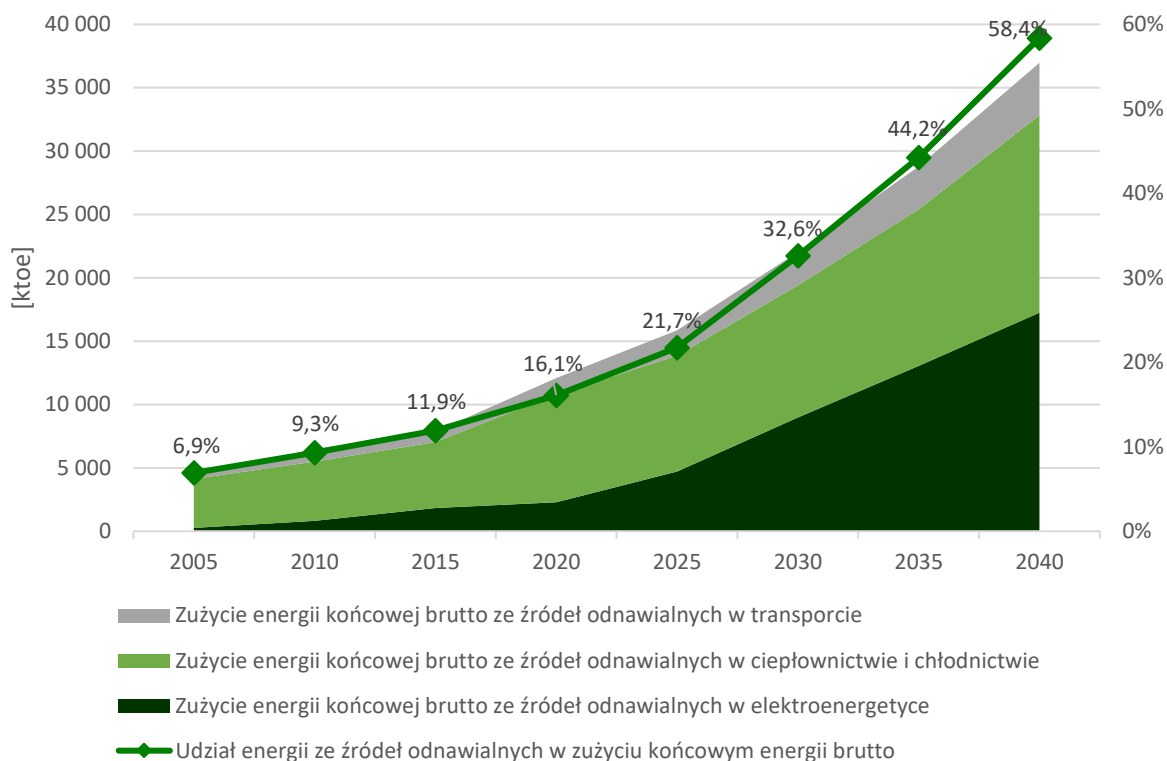
W tabelach (Tabela 1.22, Tabela 1.23, Tabela 1.24; Tabela 1.25) zaprezentowano krajowe i sektorowe prognozy udziału OZE, wynikające z opisanych powyżej założeń.

Optymalizacja kosztowa, a także analiza możliwości rozwojowych oparta na dotychczasowych trendach oraz **przy braku działań nadzwyczajnych**, wskazuje na możliwy do osiągnięcia **poziom udziału OZE w finalnym zużyciu energii finalnej brutto w 2030 r. do 32,6% oraz w 2040 r. – 58,4%**. Udział OZE wzrasta dynamicznie we wszystkich sektorach - elektroenergetycznym, ciepłowniczym i transportowym.

⁸ Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2013 r. poz. 1436, z późn. zm.)

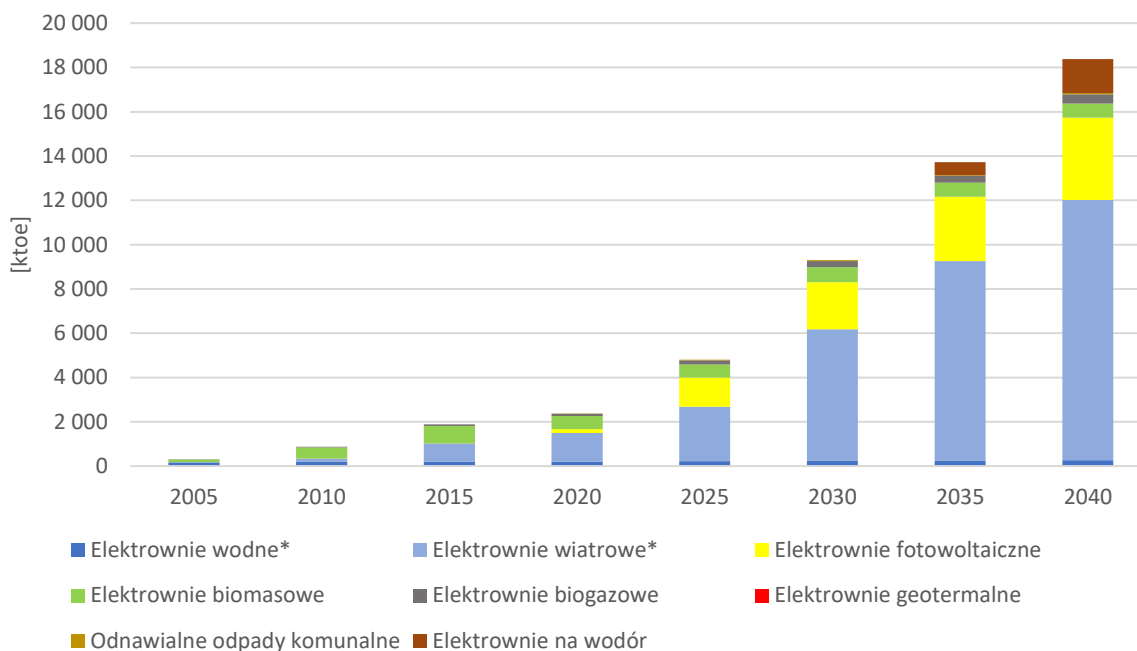
⁹ European Commission. SHARES Tool Manual. Version 2022.181023

¹⁰ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady UE 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652



Rysunek 1.5. Udział OZE w finalnym zapotrzebowaniu brutto oraz w poszczególnych sektorach gospodarki

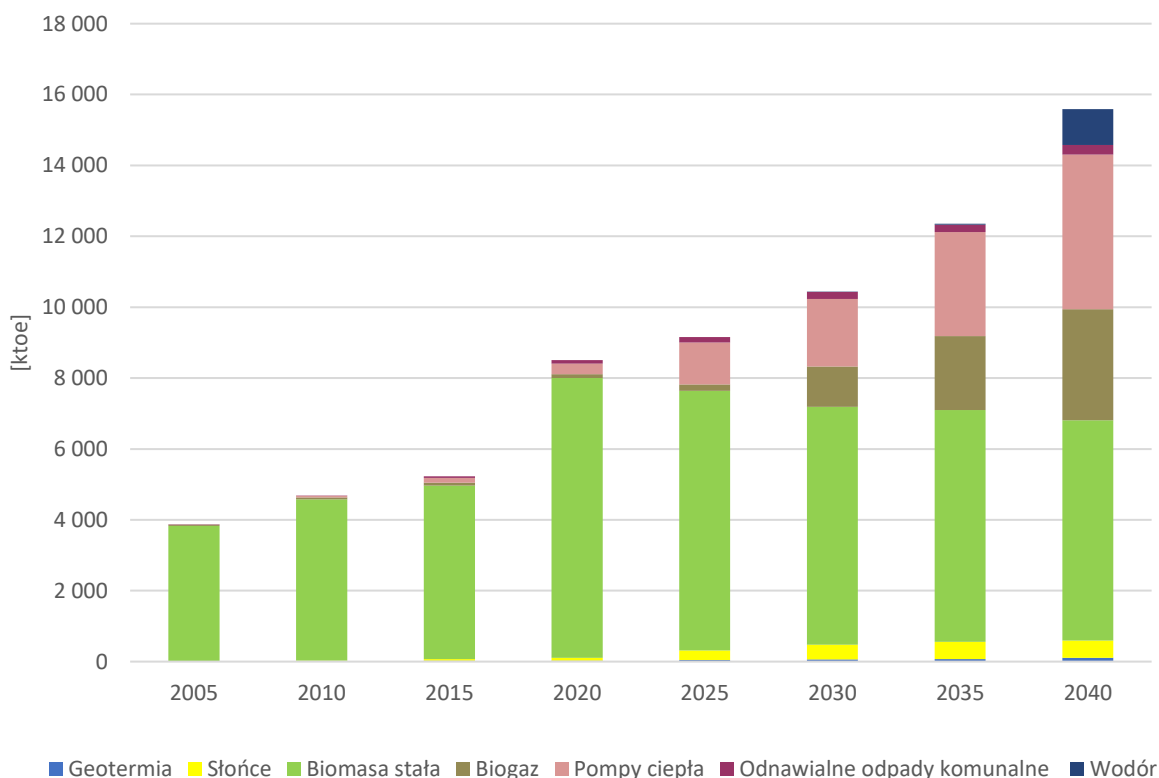
W sektorze elektroenergetycznym, w okresie 2020-2030, udział OZE rośnie z poziomu 16,2% do 56,1% w 2030 r. (Tabela 1.22, Rysunek 1.6). Głównym motorem tego wzrostu są technologie wiatrowe i słoneczne. Zauważalna jest również znaczna dynamika wzrostu generacji z elektrowni biogazowych tj. ponad 2,5-krotna do 2030 r. i ok. 4-krotna do 2040 r. (w porównaniu z 2020 r.). Po 2040 coraz większą rolę w produkcji energii elektrycznej może odgrywać również wodór (ilekroć w dokumencie znajduje się odniesienie do wodoru oznacza on tzw. „zielony wodór”).



Rysunek 1.6. Produkcja energii elektrycznej z OZE w podziale na technologie - sektor elektroenergetyczny [ktoe]

* wartości znormalizowane

W sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa, gdzie występuje stosunkowo duży potencjał, udział OZE rośnie z **22,1% w 2020 r. do 35,4% w 2030 r.** (Tabela 1.22, Rysunek 1.7), 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). Zgodnie z zaprezentowaną ścieżką, udział OZE rośnie w tempie uwzględniającym wymagania wynikające z zapisów Dyrektywy REDIII¹¹ tzn. minimum 0,8 pkt. proc. w latach 2021-2025 i 1,1, pkt. proc. w latach 2026-2030.



Rysunek 1.7. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - ciepłownictwo i chłodnictwo [ktoe]

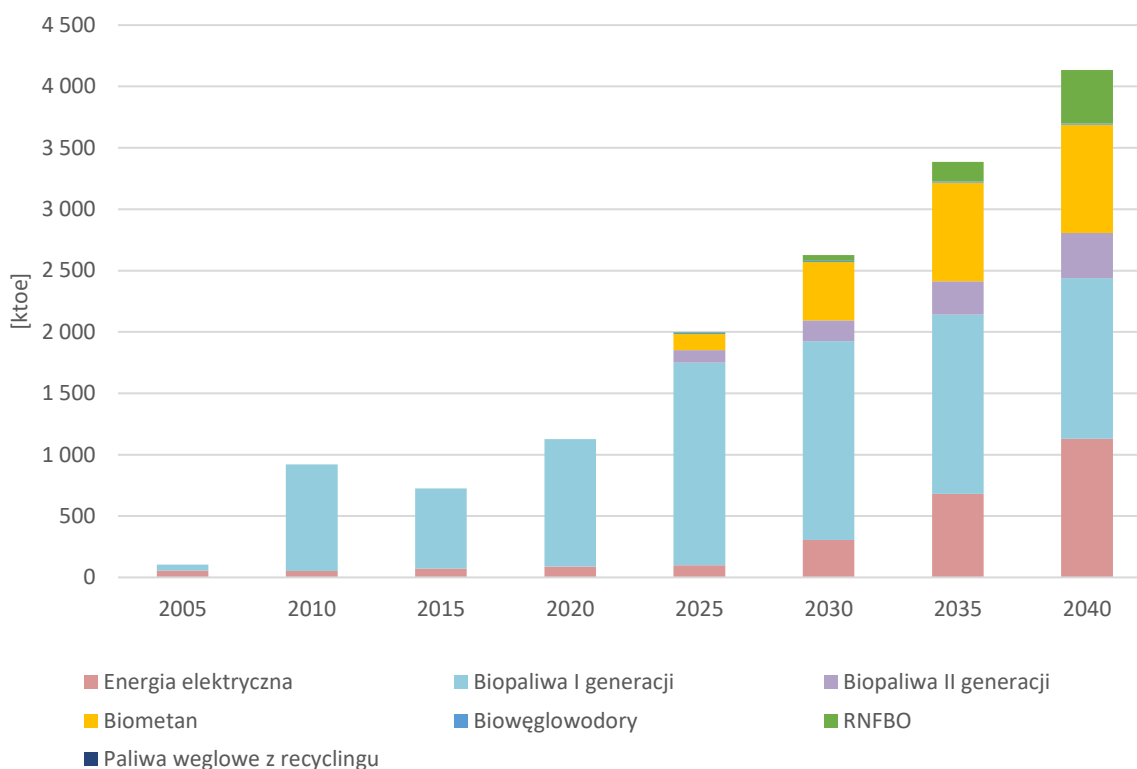
Sektor transportu jest tym obszarem, w którym zwiększanie udziału OZE w ogólnym zużyciu energii będzie dużym wyzwaniem. Jak powszechnie wiadomo, możliwości wdrażania biopaliw i biokomponentów są ograniczone względami technicznymi i ekonomicznymi. Największe nadzieje pokłada się więc w elektryfikacji 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. Tymi dodatkowymi politykami i środkami są przede wszystkim: wspieranie rozwoju elektromobilności m.in. poprzez dopłaty do zakupu pojazdów elektrycznych, rozbudowa infrastruktury ładowania akumulatorów/tankowania wodoru, wspieranie rozwoju rynku paliw alternatywnych takich jak biopaliwa II generacji, bioLNG/bioCNG oraz paliw węglowych z recyklingu (wartości planowanego zużycia wymienionych paliw znajdują się w tabeli - Tabela 1.25). Istnieje znaczący potencjał rozwoju produkcji biopaliw II generacji, ale konieczna jest dalsza zmiana gospodarki odpadami. Ulepszenie procesów selektywnego zbierania odpadów pozwoliłoby na większy dostęp do tłuszczów i uzasadniałoby inwestycje w infrastrukturę produkcyjną biopaliw II generacji. W tym celu niezbędne są

¹¹ dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652 (Dz. Urz. UE L z 31.10.2023, str. 2413)

zmiany organizacyjne oraz regulacyjne, która zostaną zaproponowane w późniejszym okresie. Przedstawione na rysunku (Rysunek 1.8) wartości dotyczące roli biometanu w wypełnieniu celu OZE w transporcie wymagają dodatkowego wyjaśnienia tj. nie są to ilości bezpośrednio zużywane w transporcie, ponieważ założono, że spółki paliwowe, na których ciąży obowiązek wypełnienia NCW (Narodowy Cel Wskaźnikowy) mogą go realizować także poprzez rozliczenie biometanu włączanego do sieci gazowniczych. Jedynym fizycznym biometanem zużywanym bezpośrednio w sektorze transportu będzie bioLNG i bioCNG (185 ktoe w 2030 r. oraz 213 ktoe w 2040 r.).

Kluczowym elementem warunkującym osiągnięcie planowanego poziomu udziału OZE jest przede wszystkim osiągnięcie celów w zakresie rozwoju rynku pojazdów z napędem elektrycznym. Do 2030 r. założono ok. 0,95 mln samochodów osobowych elektrycznych. Liczba autobusów komunikacji miejskiej może wynieść ok. 4,7 tys. w 2030 r. W scenariuszu WAM kluczową rolę odgrywają również samochody osobowe na wodór.

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.** (Tabela 1.22, Rysunek 1.8), 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 1.8. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - sektor transportu [ktoe]

Tabela 1.22. Sektorowe i całkowite zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych

		2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na sektory [ktoe]	Końcowe zużycie energii brutto (denominator RES-OS)	61577	69192	65374	74069	72490	66654	63551	61378
	Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych (numeratorem RES-OS)	4229	6421	7767	11926	15761	21741	28106	35836
	Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w elektroenergetyce	257	824	1818	2292	4705	8989	13044	17243
	Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w ciepłownictwie i chłodnictwie	3868	4677	5224	8507	9156	10433	12357	15586
	Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w transporcie	178	993	824	1291	1999	2626	3385	4135
Sektorowy i całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu końcowym energii brutto	Udział energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu końcowym energii brutto	6,9%	9,3%	11,9%	16,1%	21,7%	32,6%	44,2%	58,4%
	Udział energii z OZE w elektroenergetyce	2,5%	6,5%	13,4%	16,2%	31,0%	56,1%	69,9%	69,4%
	Udział energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie	10,2%	11,8%	14,8%	22,1%	26,8%	35,4%	46,2%	62,6%
	Udział energii z OZE w transporcie (z multiplikatorami)	1,7%	6,6%	5,7%	6,6%	10,1%	17,7%	30,2%	46,1%

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. na zlecenie MKiŚ, Eurostat SHARES

Tabela 1.23. Sektor elektroenergetyczny

		2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Produkcja energii elektrycznej z OZE w podziale na technologie - sektor elektroenergetyczny [ktoe]	Końcowe zużycie energii elektrycznej brutto (denominator RES-E)	12397	13391	14102	14660	15496	16561	19627	26477
	Elektrownie wodne*	164	189	198	200	223	248	254	260
	Elektrownie wiatrowe*	17	146	833	1294	2456	5935	8998	11764
	Elektrownie fotowoltaiczne	0	0	5	168	1318	2116	2913	3707
	Elektrownie biomasowe	120	508	776	596	587	683	634	643
	Elektrownie biogazowe	10	34	78	106	190	278	298	415
	Elektrownie geotermalne	0	0	0	0	0	0	0	0
	Elektrownie na wodór	0	0	0	0	0	0	595	1531
	Elektrownie na odpady (frakcja biodegradowalna)	0	0	0	16	29	36	33	53
Udział poszczególnych rodzajów technologii w zużyciu energii z OZE w elektroenergetyce	Elektrownie wodne	52,7%	21,6%	10,5%	8,4%	4,6%	2,7%	1,9%	1,4%
	Elektrownie wiatrowe	5,5%	16,6%	44,1%	54,4%	51,1%	63,9%	65,6%	64,0%
	Elektrownie fotowoltaiczne	0,0%	0,0%	0,3%	7,1%	27,4%	22,8%	21,2%	20,2%

		2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
	Elektrownie biomasowe	38,6%	57,9%	41,1%	25,0%	12,2%	7,3%	4,6%	3,5%
	Elektrownie biogazowe	3,2%	3,9%	4,1%	4,5%	4,0%	3,0%	2,2%	2,3%
	Elektrownie geotermalne	0,0%	0,0%	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%	4,3%	8,3%
	Elektrownie na odpady (frakcja biodegradowalna)	0,0%	0,0%	0,0%	0,7%	0,6%	0,4%	0,2%	0,3%

*wartości znormalizowane

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. na zlecenie MKiŚ, Eurostat SHARES

Tabela 1.24. Sektor ciepłownictwa i chłodnictwa

		2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - ciepłownictwo i chłodnictwo [ktoe]	Końcowe zużycie energii brutto w ciepłownictwie i chłodnictwie (denominator RES-H&C)	38064	39594	35310	38417	34157	29452	26720	24898
	Geotermia	11	13	22	26	45	59	75	109
	Śłońce	0	10	45	80	267	420	485	485
	Biomasa stała	3814	4555	4896	7892	7327	6712	6538	6213
	Biogaz	41	51	88	114	185	1139	2086	3133
	Pompy ciepła	0	45	133	298	1179	1902	2935	4368
	Wodór	0	0	0	0	0	4	29	1008
	Odpady komunalne (biodegradowalne)	1	3	40	97	153	197	209	271
Udział poszczególnych rodzajów technologii w zużyciu energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie	Geotermia	0,3%	0,3%	0,4%	0,3%	0,5%	0,6%	0,6%	0,7%
	Śłońce	0,0%	0,2%	0,9%	0,9%	2,9%	4,0%	3,9%	3,1%
	Biomasa stała	98,6%	97,4%	93,7%	92,8%	80,0%	64,3%	52,9%	39,9%
	Biogaz	1,1%	1,1%	1,7%	1,3%	2,0%	10,9%	16,9%	20,1%
	Pompy ciepła	0,0%	1,0%	2,5%	3,5%	12,9%	18,2%	23,8%	28,0%
	Wodór	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	6,5%
	Odpady komunalne (biodegradowalne)	0,0%	0,1%	0,8%	1,1%	1,7%	1,9%	1,7%	1,7%

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. na zlecenie MKiŚ, Eurostat SHARES

Tabela 1.25. Sektor transportu

		2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na paliwa i technologie - sektor transportu [ktoe]	Końcowe zużycie energii brutto w transporcie (denominator RES-T)	10 189	14 957	14 493	19 628	23 081	21 268	19 694	18 172
	Energia elektryczna	54	53	72	88	98	306	681	1 129
	Biopaliwa I generacji	50	867	653	1 040	1 653	1 618	1 462	1 308
	Biopaliwa II generacji	0	0	0	0	100	170	270	370
	Biometan	0	0	0	0	132	475	805	879
	Biowęglowodory	0	0	0	0	10	10	10	11
	RNFBO	0	0	0	0	6	46	158	438
	Paliwa węglowe z recydingu	0	0	0	0	0	0	0	0
	Zużycie energii elektrycznej na cele transportu drogowego zakwalifikowane do OZE	0	0	1	2	16	115	390	794
	Zużycie energii elektrycznej na cele transportu kolejowego zakwalifikowane do OZE	48	47	65	80	81	190	288	333
Zużycie energii elektrycznej w transporcie rurociągowym zakwalifikowane do OZE	6	6	7	6	1	2	2	2	
Udział energii elektrycznej w zużyciu energii z OZE w transporcie		52,3%	5,8%	9,9%	7,8%	4,9%	11,7%	20,1%	27,3%
		47,7%	94,2%	90,1%	92,2%	87,7%	68,1%	51,2%	40,6%
		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	7,4%	20,2%	28,7%	32,1%
	Udział energii elektrycznej na cele transportu drogowego	0,5%	0,7%	0,7%	2,3%	16,4%	37,4%	57,3%	70,3%
	Udział energii elektrycznej na cele transportu kolejowego	89,0%	88,8%	90,1%	91,1%	82,6%	62,0%	42,3%	29,5%
Udział energii elektrycznej na cele innych rodzajów transportu	10,5%	10,5%	9,2%	6,5%	1,1%	0,6%	0,3%	0,2%	
Całkowite zużycie energii elektrycznej w transporcie [ktoe]		343,0	287,0	267,2	273	389	658	1 057	1 622
	Rzeczywiste zużycie energii elektrycznej na cele transportu drogowego [ktoe]	1,8	2,0	1,9	6	64	246	606	1 141
	Rzeczywiste zużycie energii elektrycznej na cele transportu kolejowego [ktoe]	305,2	254,9	240,6	249	321	408	448	478
	Rzeczywiste zużycie energii elektrycznej w transporcie rurociągowym [ktoe]	36,0	30,2	24,7	18	4	4	3	3

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. na zlecenie MKiŚ, Eurostat SHARES

1.1.5. Prognozy rozwoju OZE w budynkach i w przemyśle

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

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

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

W tabelach (Tabela 1.26; Tabela 1.27) 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 URE¹². 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 1.26. Wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w budynkach [GWh]

	rok	Biogazownie	Fotowoltaika	Elektrownie wiatrowe
Produkcja brutto [GWh]	2015	0	9	0
	2020	1	1527	0
	2025	8	9897	0
	2030	13	14036	1
	2035	17	18780	1
	2040	21	23964	2
Zużycie na własne potrzeby [GWh]	2015	0	5	0
	2020	0	458	0
	2025	6	2969	0
	2030	10	4912	0
	2035	13	7512	0
	2040	17	10784	0

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

¹² „Zbiorcze informacje dotyczące wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub małej instalacji za 2020, 2021 i 2022 r. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa.

	rok	Biogazownie	Fotowoltaika	Elektrownie wiatrowe
Energia wprowadzona do sieci [GWh]	2015	0	4	0
	2020	0	1069	0
	2025	2	6928	0
	2030	3	9123	1
	2035	3	11268	1
	2040	4	13180	1

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

Tabela 1.27. Wytwarzanie ciepła z odnawialnych źródeł energii w budynkach [ktoe]

	rok	Biogazownie	Kolektory słoneczne	Kotłownia biomasa	Pomp ciepła	Geotermalne
Produkcja brutto [ktoe]	2015	0	45	2281	133	0
	2020	0	80	2098	298	0
	2025	4	259	2088	1056	0
	2030	6	430	2048	1840	0
	2035	8	516	1818	2751	0
	2040	11	515	1576	4026	0
Zużycie na własne potrzeby [ktoe]	2015	0	45	2281	133	0
	2020	0	80	2098	298	0
	2025	4	259	2088	1056	0
	2030	6	430	2048	1840	0
	2035	8	516	1818	2751	0
	2040	11	515	1576	4026	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
	2035	0	0	0	0	0
	2040	0	0	0	0	0

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

W tabeli (Tabela 1.28) zaprezentowano projekcje wykorzystanie OZE w budynkach w podziale na źródła oraz projekcje udziału w zużyciu energii ogółem. Z danych tych wynika wzrost udziału OZE w budynkach z ok. 25% w 2020 r. do ok. 40% w 2030 r. i następnie 63,4% w 2040 r.

Tabela 1.28. OZE w budynkach [ktoe]

	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna (PV)	131	852	1208	1616	2063
Energia elektryczna z sieci (OZE)	418	723	1332	1921	2213
Ciepło z sieci (OZE)	287	466	749	1122	1558
Energia geotermalna	26	45	59	75	109
Słońce	104	251	414	496	486
Biomasa	4648	3795	3258	2937	2564
Pomp ciepła	223	1047	1763	2476	3369
Wodór	0	0	0	0	0
Produkcja z OZE ogółem	5837	7179	8783	10643	12361
Zużycie energii ogółem	23702	23660	21317	20112	19482
Udział OZE [%]	24,6%	30,3%	41,2%	52,9%	63,4%

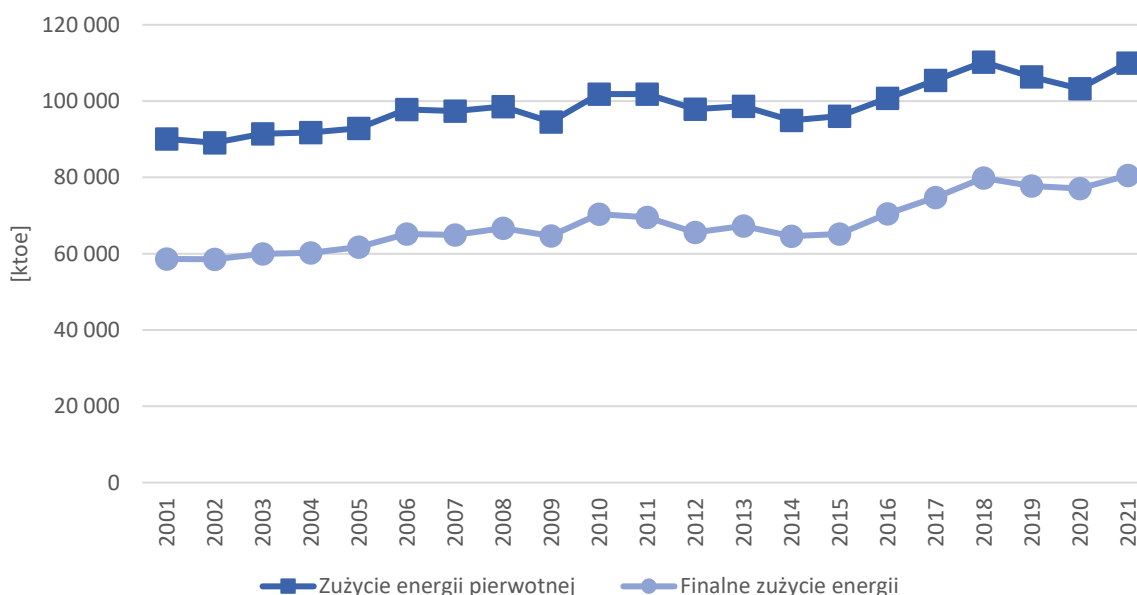
W tabeli (Tabela 1.29) zaprezentowano projekcje wykorzystanie OZE w przemyśle w podziale na źródła oraz projekcje udziału w zużyciu energii ogółem. Z danych tych wynika wzrost udziału OZE w przemyśle z ok. 12% w 2020 r. do ok. 18% w 2030 r. i następnie ok. 22% w 2040 r. Poniższe zestawienie nie uwzględnia wykorzystania energii elektrycznej z farm wiatrowych i fotowoltaicznych. Ta część OZE została zakwalifikowana do elektroenergetyki.

Tabela 1.29. OZE w przemyśle [ktoe]

	2020	2025	2030	2035	2040
Odpady biodegradowalne	90	102	112	123	137
Biogaz	23	34	46	58	70
Słońce	8	67	160	296	478
Biomasa	1807	2361	2411	2369	2374
Biometan	0	0	0	0	0
Wodór	0	0	4	27	149
Produkcja OZE ogółem	1928	2563	2732	2873	3208
Zużycie energii ogółem	15921	16002	15391	14870	14405
Udział OZE [%]	12,1%	16,0%	17,8%	19,3%	22,3%

2. Wymiar „efektywność energetyczna”

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



Rysunek 2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem w latach 2011-2021¹³

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

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

2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej

W tabeli (

Tabela 2.1) i na rysunku (Rysunek 2.2) przedstawiono historyczne i prognozowane zużycie energii pierwotnej i finalnej (z uwzględnieniem zużycia nieenergetycznego) w kraju dla scenariusza WAM. Z uzyskanych danych wynika spadek zapotrzebowania na energię pierwotną w kraju z poziomu 103,3 Mtoe w 2020 r. do 88,3 Mtoe w 2030 r. i następnie dalszy stopniowy spadek w kolejnych okresach. W konsekwencji, zapotrzebowanie na energię pierwotną spada do 85,5 Mtoe w 2040 r. Finalne zużycie energii spada w rozpatrywanym okresie z poziomu 77,1 Mtoe w 2020 r. do 69,7 Mtoe w 2030 r. i następnie do 63,9 Mtoe w 2040 r. Z punktu widzenia celów wyznaczonych w zakresie redukcji zużycia energii pierwotnej i finalnej istotniejszy jest wskaźnik oznaczony w tabeli jako zużycie energii pierwotnej i finalnej (Europa 2020-2030). Zgodnie z zaprezentowanymi danymi wynikowymi, **zużycie energii pierwotnej ulega redukcji o 13,6% w porównaniu ze scenariuszem referencyjnym PRIMES 2020. W odniesieniu do zużycia energii finalnej, uzyskana redukcja tego zużycia w porównaniu ze scenariuszem referencyjnym PRIMES 2020 wynosi 4,6%.** Ww. prognozowane poziomy redukcji (z wykorzystaniem optymalizacji modelowej), są niższe niż te wynikające z zastosowania formuły określonej w dyrektywie EED. Cel zatem nie został osiągnięty, zatem polem dalszej dyskusji będą kwestie, czy i jakimi dodatkowymi środkami Polska będzie miała możliwość, aby w krótkim czasie (tj. do 2030 r.) osiągnąć pułapy wynikające z dyrektywy EED, pomimo już i tak znaczącej intensyfikacji działań w tym zakresie. Proste oszczędności zostały już wykorzystane, a pozyskanie kolejnych będzie procesem żmudnym, czasochłonnym i kapitałochłonnym.

W scenariuszu WAM założono cały szereg dodatkowych działań zmierzających do osiągnięcia w zakresie energii finalnej i pierwotnej, począwszy od zwiększenia zakresu termomodernizacji budynków (zarówno wielorodzinnych i jednorodzinnych w mieście i na wsi, jak i usługowych). Założono przyspieszenie procesu cyfryzacji i zaawansowanej optymalizacji instalacji grzewczych w gospodarstwach domowych oraz budynkach usługowych. Rozwiązania te otwierają nowe możliwości oszczędności i są zgodne z wymogami unijnymi (art.8 EPBD), podkreślającymi znaczenie systemów technicznych budynków dla zwiększenia ich efektywności energetycznej. Obecnie, jedynie 47% gosp. domowych posiada termostaty grzejnikowe dla podstawowej kontroli temperatury, tylko 3% wykorzystuje zaawansowane termostaty do regulacji w różnych pomieszczeniach, odbiorcy ciepła systemowego, tylko w 14% rozliczają zużycie energii na podstawie rzeczywistych pomiarów, 37% używa przybliżonych metod, głównie podzielników ciepła, a 47% stosuje inne metody, najczęściej oparte na powierzchni mieszkania.

¹³ „Efektywność wykorzystania energii w latach 2011-2021”. Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, 15.06.2023 r.

Wśród działań mających na celu obniżenie energochłonności budynków znalazły się:

- odpowiednie wymiarowanie systemów grzewczych, takich jak dobór pomp obiegowych i cyrkulacyjnych;
- prawidłowa instalacja systemów grzewczych, co może być realizowane poprzez lepszą izolację instalacji wewnętrznej ciepłej wody użytkowej (CWU) oraz centralnego ogrzewania (CO);
- regulacja systemu grzewczego, w tym regulacja krzywej grzewczej, obniżenie temperatury w nocy oraz montaż termostatycznych zaworów grzejnikowych;
- kontrola systemu technicznego, przez wdrożenie zaawansowanego systemu zarządzania energią (ang. BACS - building automation and control system).

Założono, że co najmniej 50% polskich gospodarstw domowych w wyniku wspomnianych powyżej działań, obniży swoje zużycie energii o 10%.

Kluczowymi działaniami w tym obszarze są przede wszystkim:

- instalacja inteligentnych termostatów, umożliwiających precyzyjne zarządzanie temperaturą w domu;
- wprowadzenie zaprogramowanej redukcji temperatury nocnej, co przyczyni się do dodatkowych oszczędności;
- dostosowanie ustawień systemów grzewczych w nowych instalacjach, w tym regulacja krzywej grzewczej.

Założono, że wdrożenie tych działań przyniesie łączne zmniejszenie zużycia energii na poziomie **0,65 Mtoe do 2030 roku**.

Założeniem dla sektora budynków niemieszkalnych jest, że do 2030 r. 15% takich obiektów wdroży zaawansowane systemy zarządzania budynkami (BMS), co odpowiada 3% rocznie, począwszy od 2025 roku. Takie systemy umożliwią osiągnięcie znaczących oszczędności energetycznych poprzez inteligentne zarządzanie zużyciem ciepła. Dodatkowe efekty oszczędnościowe w porównaniu ze scenariuszem WEM założono również w termomodernizacji budynków użyteczności publicznej i w budynkach niekomercyjnych.

W tym obszarze oszacowany potencjał wynosi ok. 1 Mtoe do 2030 r. W scenariuszu WAM założono podejście, które wygenerowano w ten sposób **0,53 Mtoe oszczędności w perspektywie 2030 r.**

W przemyśle założono wygenerowanie **dodatkowych oszczędności na poziomie ok. 0,88 Mtoe** w napędach elektrycznych oraz modernizacji źródeł ciepła wysoko- i niskotemperaturowego. Optymalizacja pracy maszyn oraz uzyskanie jak najwyższej efektywności energetycznej i eksploatacyjnej silników elektrycznych pozwala uzyskać wielostronne korzyści zarówno w budżecie każdego przedsiębiorstwa, jak i w skali globalnej: oszczędności bezpośrednie (mniejsze zużycie energii elektrycznej), oszczędności pośrednie (dłuższy czas użytkowania, mniejsza awaryjność, mniejsze koszty serwisu, redukcja kosztów przestojów) iochrona środowiska naturalnego (zmniejszenie emisji CO₂). Z analiz eksperckich wynika, że w przemysłowych układach napędowych najczęściej stosowane są silniki asynchroniczne średniej mocy (definiowanej jako moc od 7 kW do 1 MW). Większość z nich to silniki indukcyjne klatkowe. To w ich optymalizacji kryją się wspomniane rezerwy i potencjalne oszczędności.

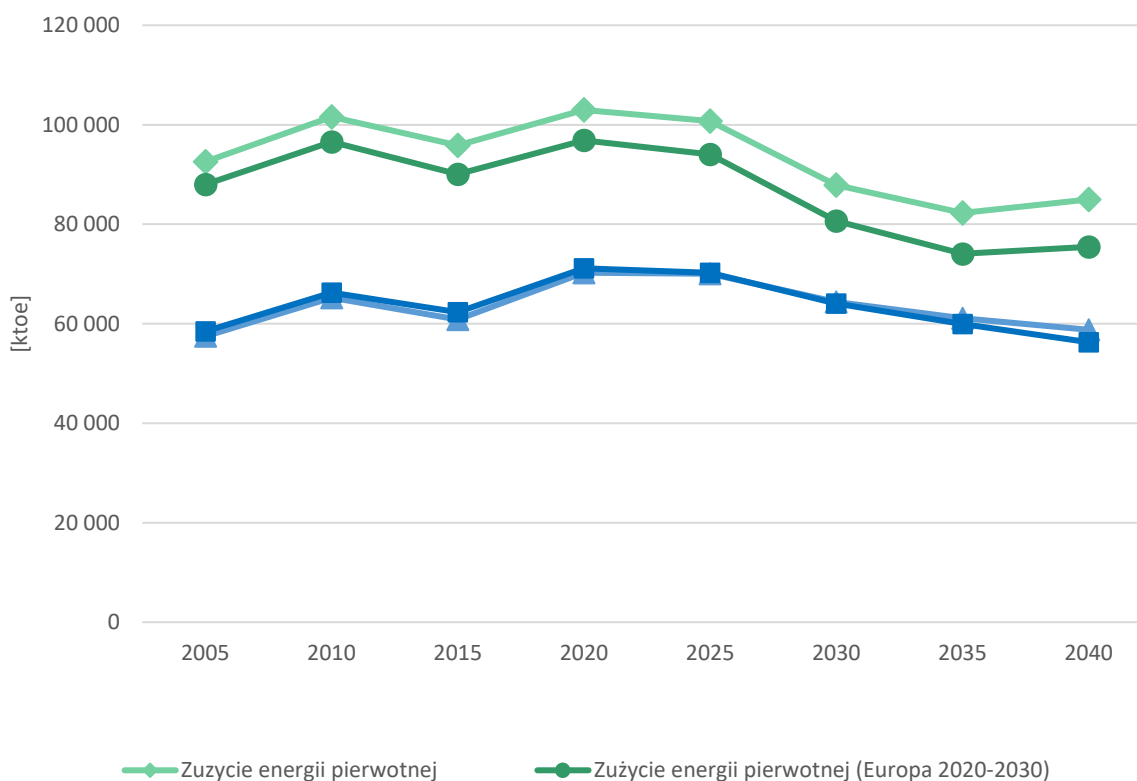
Tabela 2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Zużycie energii pierwotnej*	92 905	101 819	96 061	103 280	101 108	88 338	82 744	85 454
Zużycie energii pierwotnej	92 582	101 604	95 868	102 979	100 720	87 898	82 278	84 961

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Zużycie energii pierwotnej (Europa 2020-2030)	87 974	96 590	90 075	96 859	94 081	80 635	74 068	75 447
Finalne zużycie energii*	61 700	70 380	65 169	77 134	75 501	69 733	66 383	63 936
Finalne zużycie energii	57 473	65 250	60 863	70 257	70 040	64 373	61 109	58 789
Finalne zużycie energii (Europa 2020-2021)	58 487	66 283	62 299	71 145	70 257	64 061	59 969	56 290

*ze zużyciem nieenergetycznym

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



Rysunek 2.2. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem

2.2. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory

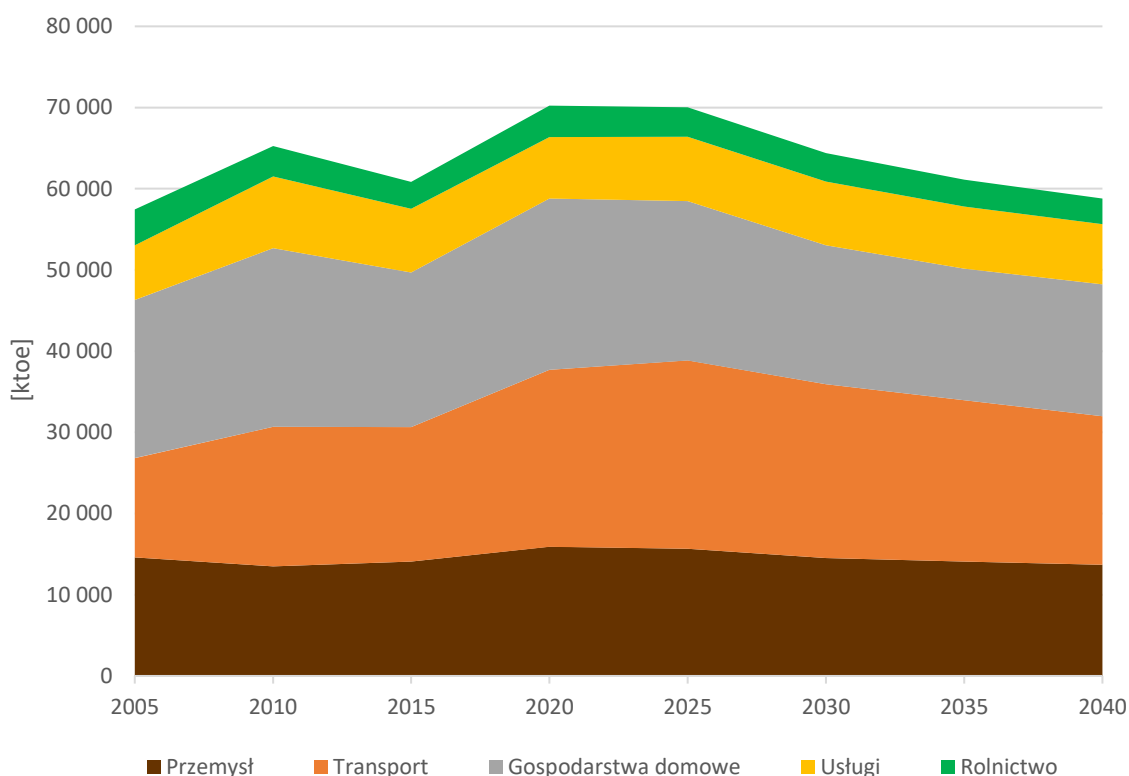
Ścieżki zmian zapotrzebowania finalnego na energię ogółem i w podziale na sektory zaprezentowano w tabeli (Tabela 2.2) oraz na rysunku (Rysunek 2.3). Zgodnie z otrzymanymi wynikami prognoz, zużycie finalne energii (bez zużycia nieenergetycznego) spada w latach 2020-2030 z poziomu 70,2 Mtoe do 64,4 Mtoe. Na 2040 r. osiąga wartość 58,8 Mtoe. Przedstawiona trajektoria zakłada spadek zużycia finalnego w latach 2020-2040 we wszystkich sektorach gospodarki krajowej. Z dzisiejszej perspektywy, najtrudniej będzie osiągnąć jakiegokolwiek redukcje zużycia energii w ciągu najbliższych sześciu lat w sektorze transportu. Jest to sektor, który - w ślad za wzrostem gospodarczym - ciągle się rozwija. W późniejszym okresie, wraz z rozwojem nowych technologii transportowych oraz popularyzacji transportu zbiorowego jest szansa na znaczne obniżenie energochłonności transportu, ale jest to uzależnione w dużym stopniu od tempa wzrostu zamożności społeczeństwa.

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

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Przemysł	14 616	13 498	14 097	15 921	15 655	14 515	14 104	13 699

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Transport	12223	17187	16561	21779	23211	21412	19834	18294
w tym: pasażerski	b.d.	b.d.	8985	11002	12247	10840	10328	9746
towarowy	b.d.	b.d.	7496	10695	10880	10485	9419	8461
pojazdyspec.	b.d.	b.d.	79	82	84	86	87	87
Gospodarstwa domowe	19467	22002	19032	21101	19616	17102	16221	16246
Usługi	6730	8833	7842	7565	7918	7871	7645	7417
Rolnictwo	4438	3730	3330	3869	3640	3473	3305	3133
RAZEM	57473	65250	60863	70235	70040	64373	61109	58789

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



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

2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa

W finalnym zużyciu energii następują stopniowe zmiany w strukturze paliwowej (Tabela 2.3; Rysunek 2.4). Znacząco spada zużycie węgla (jego udział spada z 13% w 2020 r. do 5% w 2030 r. i do 2% w 2040 r. Spadek zużycia węgla kamiennego związany jest głównie z postępującym powolą, ale stopniowo procesem unowocześniania zakładów produkcyjnych (w sektorze przemysłu), częściowo na skutek funkcjonowania systemu EU 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.

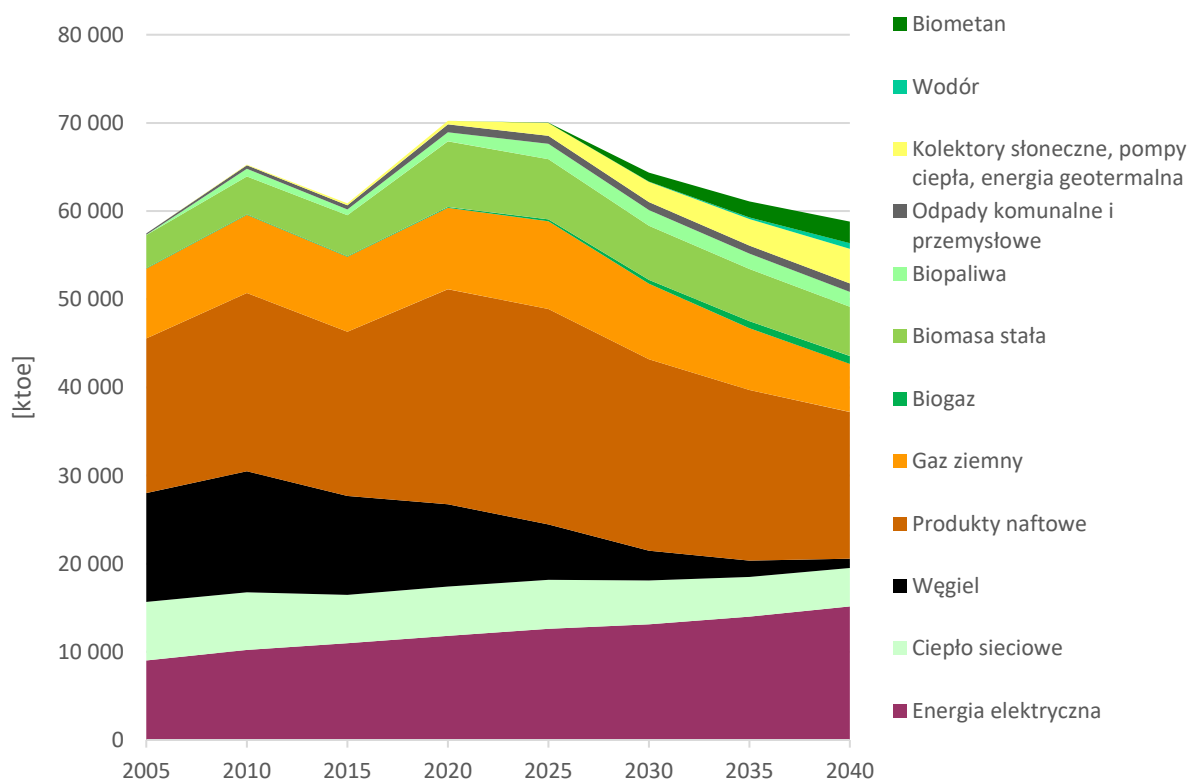
Istotnie wzrasta zużycie energii elektrycznej oraz energii z odnawialnych źródeł energii, co jest charakterystycznym trendem obserwowanym w gospodarkach przechodzących transformację energetyczną. Gaz ziemny wzrasta w perspektywie 2030 r., po tym okresie jego udział w finalnym zużyciu

energii stopniowo spada, ponieważ, jako paliwo emitujące gazy cieplarniane, również jest stopniowo wypierane przez OZE. Przewidywany jest również stopniowy spadek zapotrzebowania na ciepło sieciowe. Jest on wynikiem założeń dotyczących zakrojonych na szeroką skalę działań termomodernizacyjnych oraz wzrostu wykorzystania pomp ciepła w indywidualnych systemach ogrzewania.

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

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna	9028	10206	10990	11806	12615	13128	13987	15148
Ciepłocieniowe	6634	6547	5462	5603	5570	4967	4517	4374
Węgiel	12340	13733	11218	9335	6253	3362	1844	1033
Produkty naftowe	17563	20213	18647	24384	24436	21717	19363	16659
Gaz ziemny	7917	8884	8490	9236	9960	8568	6982	5448
Biogaz	40	48	78	92	228	455	817	903
Biomasa stała	3755	4306	4639	7447	6816	6123	5905	5579
Biopaliwa	47	867	653	1040	1763	1799	1742	1689
Odpady komunalne i przemysłowe	136	378	486	889	894	915	933	954
Kolektory słoneczne, pompy ciepła, energia geotermalna	12	69	200	404	1465	2265	3012	3929
Wodór	0	0	0	0	6	50	187	642
Biometan	0	0	0	0	35	1025	1820	2430
RAZEM	57473	65250	60863	70235	70040	64373	61109	58789

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



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

2.4. Zużycie nieenergetyczne

Zużycie nieenergetyczne to ilość nośników energii zużyta na potrzeby technologiczne produkcji niektórych wyrobów (np. zużycie gazu ziemnego do produkcji nawozów sztucznych, albo węgiel kamienny do produkcji elektrod, produkty naftowe do produkcji tworzyw sztucznych, chemikaliów). W prognozie zakłada się umiarkowany spadek zużycia stosowanych do tej pory nośników energii na cele nieenergetyczne, ponieważ nie zakłada się istotnego spadku produkcji wspomnianych produktów.

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

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Węgiel	52	54	133	64	54	55	55	56
Koks	39	1	0	33	30	27	25	23
Torf	90	30	0	11	0	0	0	0
Nafta	672	986	1048	1197	1107	1050	1008	977
LPG	73	81	138	89	90	90	90	90
Pozostałe produkty naft.	1664	2156	2222	2350	2003	1985	1973	1961
Gaz ziemny	2017	1661	2120	2052	2176	2087	1978	1721
Wodór	0	0	0	0	0	66	146	319
RAZEM	4608	4969	5660	5795	5461	5361	5274	5147

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

2.5. Intensywność zużycia energii pierwotnej

W tabeli (Tabela 2.5) przedstawiono wskaźnik intensywności zużycia energii pierwotnej względem PKB. Wskaźnik ten ulega stopniowemu obniżaniu w całym rozpatrywanym okresie, co odzwierciedla zachodzące procesy poprawy efektywności wykorzystania energii. Z dokonanych porównań wynika, że energochłonność liczona na jednostkę PKB zmniejszała się w Polsce w ciągu ostatnich kilkunastu lat ponad dwa razy szybciej niż w średnio w krajach UE (w stosunku do 2005 r. obniżyła się o ok. 33%). Niemniej jednak energochłonność pierwotna PKB wynosząca 217 [toe/mlnEUR'2020] jest prawie dwukrotnie wyższa od średniej unijnej. Stąd wniosek, że nadal występuje znaczący potencjał do dalszej poprawy efektywności, ale na pewno nie jest on możliwy do uzyskania w prosty sposób. W perspektywie 2020-2040 r. zakłada się zmniejszenie wskaźnika intensywności zużycia energii pierwotnej o niemal połowę.

Tabela 2.5. Wskaźniki intensywności zużycia energii pierwotnej względem PKB [toe/mln EUR'2020]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
toe/mlnEUR'2020	324	281	229	217	180	140	120	116
toe/mln PLN'2020	81	70	55	49	40	31	27	26

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. na zlecenie MKiŚ

W tabeli (Tabela 2.6) 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 2,33 do 2030 r. i 2,30 do 2040 r.

Tabela 2.6. Wskaźniki intensywności zużycia energii pierwotnej względem PKB [toe/Ma]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ogółem kraj	2,44	2,67	2,53	2,72	2,66	2,33	2,21	2,30

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. na zlecenie MKiŚ

2.6. Intensywność zużycia energii finalnej

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

Tabela 2.7. Wskaźniki intensywności zużycia energii finalnej w podziale na sektory [toe/mln EUR'2020]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ogółem kraj	215	195	155	162	134	110	96	87
Przemysł	260	179	157	153	125	104	94	85
Transport	749	1029	780	1066	841	671	563	479
w tym: pasażerski	b.d	b.d	420	535	441	338	291	253
towarowy	b.d	b.d	351	520	392	327	266	220
Usługi	44	46	36	30	27	24	21	19
Rolnictwo	477	402	386	432	385	349	324	303
Gospodarstwa domowe [toe/gosp.dom.]	1524	1633	1363	1405	1250	1063	979	957

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. na zlecenie MKiŚ

2.7. Wsad paliwowy w wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej

W tabeli (Tabela 2.8) zilustrowano projekcje zużycia paliw na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Zaprezentowane wielkości zużycia dla okresu 2020-2040 są pochodną wyznaczonej w dedykowanym modelu (MESSAGE-PL) optymalnej struktury mocy i produkcji energii elektrycznej i ciepła w kraju. Kluczowym wnioskiem wyływającym 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 GHG, koniecznością trwałego odstawiania wyeksploatowanych i najczęściej wysokoemisyjnych jednostek, a także występowaniem innych warunków w otoczeniu regulacyjnym i rynkowym - niesprzyjających dla jednostek wysokoemisyjnych. Odbyna się to poprzez zwiększanie udziału paliw bezemisyjnych lub niskoemisyjnych (OZE, gaz ziemny, energia jądrowa). Istotny spadek zużycia węgla następuje po 2028 r. Założone w modelu prognostycznym (zgodnie z rekomendacjami KE) ceny uprawnień do emisji GHG wzrastają istotnie w tym okresie, co powoduje szybkie wypychanie z krzywej merit order jednostek węglowych. Istotnym elementem niepewności uzyskanych wyników jest jednak właśnie poziom cen uprawnień do emisji GHG.

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

		2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Elektrownie	Węgiel	2265	1 118	507	776	0	0	0	0
	Produkty naftowe	10	4	1	11	4	3	3	2
	Gaz	1	0	0	0	940	1272	850	341
	OZE, wodór, odpady	6	61	441	342	577	789	1625	1472

		2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Elektrociepłownie	Węgiel	34392	33935	32375	25695	23657	11422	5308	890
	Produkty naftowe	555	563	407	364	474	376	331	245
	Gaz	1182	1093	1347	2959	3228	4069	3824	1391
	OZE, wodór, odpady	435	1547	2021	1981	2367	2881	2736	5222
	Paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0	2106	13308
Ciepłownie	Energia elektr.	0	0	0	0	43	136	340	600
	Węgiel	3063	3360	2403	2341	1755	867	616	42
	Produkty naftowe	52	36	16	20	51	29	19	35
	Gaz	295	277	209	217	541	751	734	643
	OZE, wodór, odpady	40	47	42	129	147	171	194	217

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

2.8. Wsad paliwowy w pozostałe procesy konwersji

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

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

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ropa naftowa	18432	23188	26537	26145	24294	22812	21439	19696
Węgiel	9519	10559	11063	8773	8665	8588	8562	8567
Produkty naftowe	1085	1703	1906	2697	1560	1460	1369	1262
Gaz	204	308	638	558	453	403	352	303
OZE, wodór, odpady	0	0	0	0	0	5	41	164

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

2.9. Udział wytwarzania skojarzonego w produkcji energii elektrycznej i ciepła

Rozwój wysokosprawnej kogeneracji w Polsce jest ważnym elementem polityki energetycznej Polski i wdrażanych regulacji prawnych. 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 dostarczanej w paliwie dzięki zagospodarowaniu ciepła odpadowego, towarzyszącemu procesowi rozdzielonego wytwarzania ciepła użytkowego i energii elektrycznej. W 2020 r. ok. 65%¹⁴ ciepła użytkowego pochodziła z kogeneracji, natomiast pozostała część ciepła była produkowana w kotłach wodnych (ciepłownie i kotły ciepłownicze

¹⁴ „Gospodarka paliwowo-energetyczna” - GUS, Warszawa 2021

energetyki zawodowej). Polska ma więc znaczny potencjał, który może zostać wykorzystany dzięki przebudowie niskoefektywnych lub nieefektywnych energetycznie kotłów wodnych na jednostki kogeneracyjne. Ponadto, istnieją techniczne możliwości wykorzystania ciepła odpadowego powstającego w instalacjach przemysłowych i innych instalacjach generujących ciepło odpadowe. Jeszcze innym rozwiązaniem jest rozwój mikrokogeneracji oraz energetyki prosumenckiej.

W symulacjach modelowych tempo rozwoju kogeneracji w Polsce określono stosownie do prognozy zapotrzebowania na ciepło użytkowe z uwzględnieniem czynników ekonomicznych oraz przy założeniu kontynuacji wsparcia wysokosprawnej kogeneracji. Wyniki obliczeń modelowych (Tabela 2.10) wskazują na nieznaczny wzrost udziału energii elektrycznej produkowanej w wysokosprawnej kogeneracji z 65% w 2020 r. do 66% w 2030 r., a następnie jego spadek do 50% w 2040 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 GHG). W analizie założono, że wszystkie nowe elektrociepłownie na gaz ziemny, przystosowane będą również do spalania gazów zdekarbonizowanych (np. wodoru) i w kolejnych dekadach, jednostki te stopniowo będą zastępować spalany w nich gaz ziemny właśnie na ww. paliwa.

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

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Udział skojarzenia	16,8%	17,6%	16,2%	20,5%	20,9%	20,7%	15,8%	8,9%
Wysokosprawna kogeneracja	63,9%	61,2%	65,1%	64,7%	63,5%	66,0%	56,3%	49,9%

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

2.10. 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, zatem w pozycji „produkcja ciepła w elektrowniach” (Tabela 2.11) wykazywane jest wszędzie „0”. Prognozy produkcji ciepła z elektrociepłowni są wynikiem optymalizacji kosztowej przeprowadzonej w modelu MESSAGE-PL.

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

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Elektrownie*	0	0	0	0	0	0	0	0
Elektrociepłownie	219883	205851	185618	186389	176144	164741	128302	110134
w tym przemysłowego ciepła odpadowego	214	82	271	788	1261	1577	1577	1577
Ciepłownie	116508	129980	95274	99553	99877	82865	97606	108439

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

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

2.11. Produkcja energii cieplnej wytworzonej w indywidualnych źródłach ciepła

W tabeli (Tabela 2.12) przedstawiono produkcję energii cieplnej wytworzonej w indywidualnych źródłach ciepła w podziale na sektory. Zgodnie z otrzymanymi wynikami prognoz, produkcja ciepła w indywidualnych źródłach ciepła spada w rozpatrywanym horyzoncie czasowym z poziomu ok. 950 PJ w 2020 r. do 850 PJ w 2030 r. i 776 PJ w 2040 r. Główną przyczyną tego spadku są założenia odnośnie tempa i zakresu termomodernizacji budynków. Osiągnięcie takich rezultatów wymaga przeprowadzenia przede wszystkim kompleksowej termomodernizacji budynków jednorodzinnych. Do 2030 r. ok. 75% budynków jednorodzinnych musi osiągnąć status kompleksowo docieplonych (docieplone ściany, stropy, wymieniona stolarka okienna), a w perspektywie 2040 r. co najmniej 90%. W tabeli (Tabela 2.13) przedstawiono produkcję energii cieplnej wytworzonej w indywidualnych źródłach ciepła w podziale na paliwa i nośniki energii. W zaprezentowanym zestawieniu widoczny jest spadek wykorzystania węgla do produkcji ciepła i zastępowanie go stopniowo pompami ciepła, kolektorami słonecznymi oraz energią elektryczną (ogrzewanie podłogowe, ogrzewanie na podczerwień).

Tabela 2.12. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach grzewczych w podziale na sektory [PJ]

sektor	2020	2025	2030	2035	2040
Gospodarstwa domowe	510	535	474	450	451
Usługi	107	104	90	80	71
Rolnictwo	44	43	41	40	39
Przemysł	287	277	245	233	215
Suma	948	960	850	803	776

Tabela 2.13. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach ciepła w podziale na paliwa i nośniki energii [PJ]

paliwa/nośniki energii	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna	70	98	102	111	127
Węgiel	247	179	97	50	27
Gaz	394	402	361	336	295
LPG/OOL	49	40	30	24	20
Biomasa, odpady	175	182	169	161	151
Pompy ciepła, kolektory słoneczne	13	58	91	121	157
Suma	948	960	850	803	776

3. Wymiar „bezpieczeństwo energetyczne”

3.1. Krajowe zasoby energetyczne

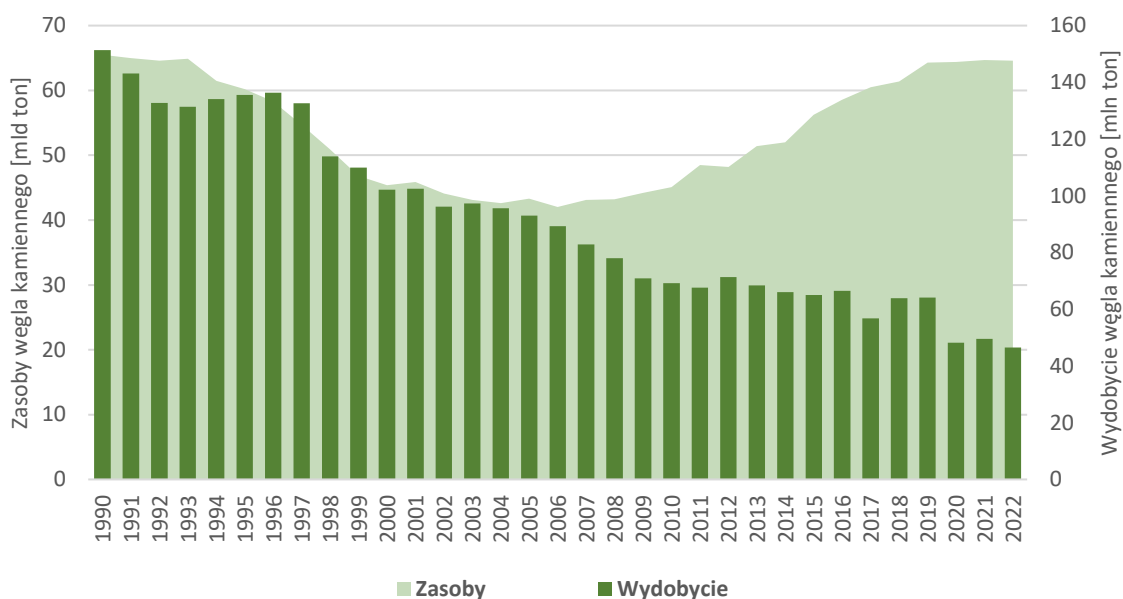
Węgiel kamienny

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 (składające się z zasobów operatywnych oraz strat wynikających z warunków geologiczno-górnictwa) oraz

stosowanych technologii) złóż zagospodarowanych wyniosły 4 266 mln t. Wydobycie węgla kamiennego w 2022 wyniosło 46,5 mln t¹⁵.

Pomimo spadającego od początku lat dziewięćdziesiątych wydobycia węgla kamiennego (Rysunek 3.1) nie przewiduje się występowania ograniczeń w dostawach tego surowca. Przy założeniu wydobycia na poziomie z 2022 r. zasoby przemysłowe mogłyby wystarczyć na co najmniej 40 lat.

Na potrzeby niniejszej pracy 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 teoretycznie mogłyby wystarczyć na około 200 lat.



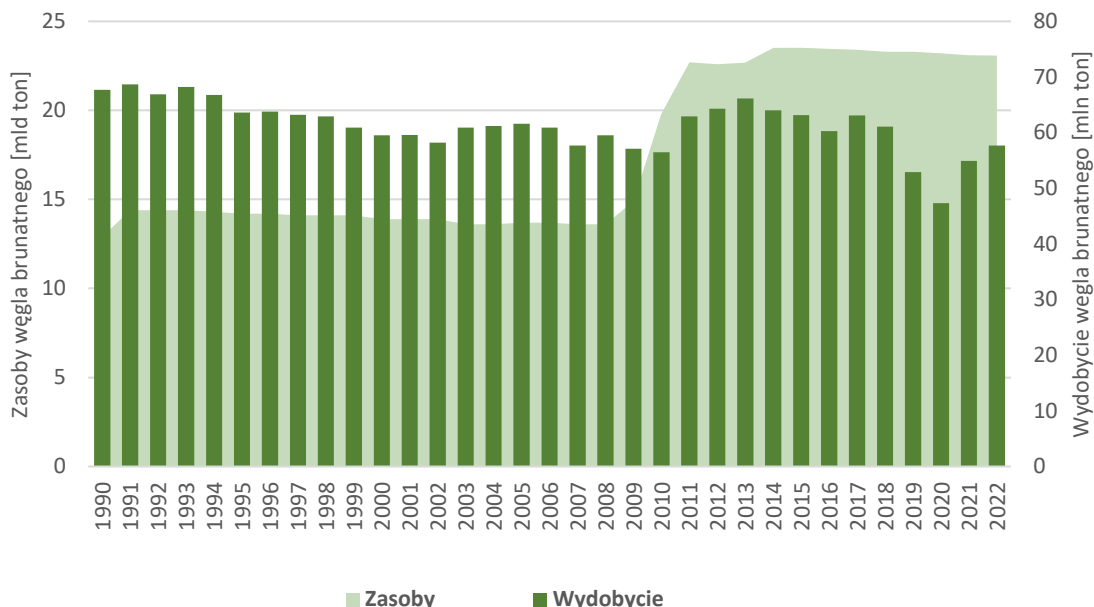
Rysunek 3.1. Zasoby i wydobycie węgla kamiennego w Polsce w latach 1990 - 2022

Źródło: Państwowy Instytut Górniczy - PIG

Węgiel brunatny

Wg stanu na 31.12.2022 r. geologiczne zasoby bilansowe węgla brunatnego wynoszą 23 084 mln t. Zasoby złóż zagospodarowanych stanowią obecnie 4,3% zasobów bilansowych i wynoszą 982 mln t. Zasoby przemysłowe węgla brunatnego wynoszą natomiast 819 mln t. Wydobycie w 2022 r. według danych podawanych przez PIG wyniosło 57,7 mln t (Rysunek 3.2).

¹⁵ „Bilans zasobów złóż kopalni w Polsce, wg stanu na 31.XII.2022 r.” - Państwowy Instytut Geologiczny. Warszawa, czerwiec 2023 r.

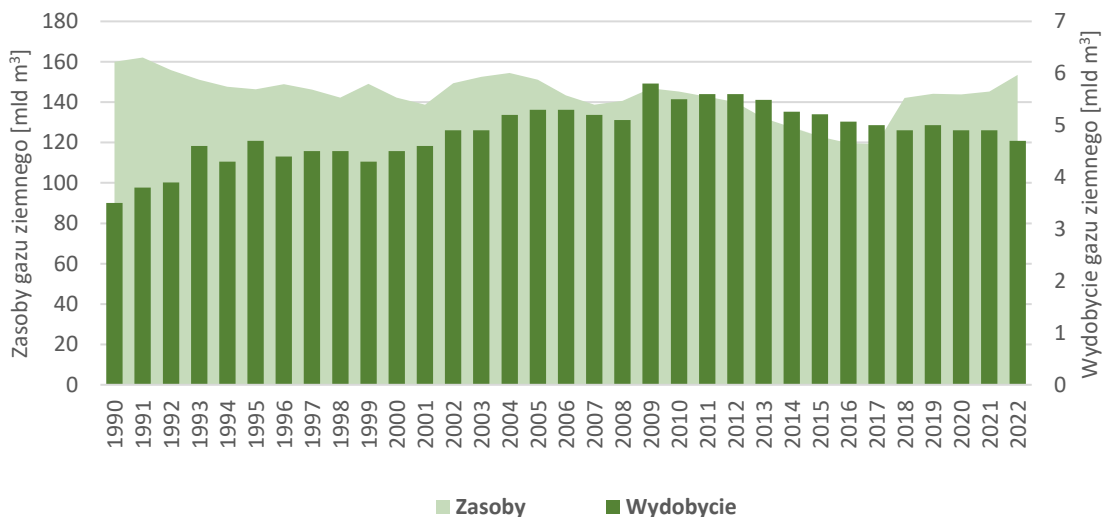


Rysunek 3.2. Zasoby i wydobywanie węgla brunatnego w Polsce w latach 1990 - 2022

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 3.3). 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. wydobywanie gazu ziemnego ze złóż o zasobach udokumentowanych wyniosło 4,7 mld m³.



Rysunek 3.3. Zasoby i wydobywanie gazu ziemnego w Polsce w latach 1990 - 2022

Źródło: PIG

Metan pokładów węgla

Zgodnie z danymi PIG-PIB¹⁶ udokumentowane zasoby bilansowe wydobywalne metanu pokładów węgla (MPW) w Polsce w 2023 r. wyniosły prawie 106 mld m³, przy czym zasoby przemysłowe (określone dla 32

¹⁶ https://www.pgi.gov.pl/images/surowce/2023/bilans_2023.pdf

złóż) plasowały się na poziomie ok. 10,5 mld m³. Wydobycie metanu z pokładów węgla w 2023 r. wyniosło 283,83 mln m³. Jest to ilość metanu ujmowanego przez stacje odmetanowania poszczególnych kopalń węgla kamiennego oraz metan eksploatowany samodzielnie, na zasadzie samowypływu gazu z otworów wiertniczych, sięgających do zrobów zlikwidowanych kopalń węgla kamiennego. Złoża metanu pokładów węgla (MPW) udokumentowane zostały jedynie w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym. Rozpoznanie warunków metanowych Dolnośląskiego Zagłębia Węglowego oraz Lubelskiego Zagłębia Węglowego jest bardzo słabe, a stwierdzone koncentracje metanu są znacznie mniejsze.

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 szacuje się na ok. 600 PJ/rok w 2020 r. i 900 PJ/rok w 2030 r.¹⁷. Realny potencjał ekonomiczny biomasy w Polsce szacowany jest na poziomie ponad 600 PJ w 2020 r., potencjał rynkowy zaś na poziomie 533 PJ (dane wg Instytutu Energetyki Odnawialnej)¹⁸. Na potencjał rynkowy składają się następujące rodzaje biomasy:

- odpady stałe 149 338 TJ,
- odpady mokre (z przeznaczeniem na biogaz) 72 609 TJ,
- drewno opałowe 24 452 TJ,
- plantacje energetyczne 286 718 TJ.

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 biomasy¹⁹.

W niniejszej 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 osiągnięcie poziomu produkcji na poziomie ok. 4,4 TWh w 2030 r. oraz do 5,1 TWh w 2040 r. Zasoby krajowej biomasy mokrej pozwalają także na znaczący rozwój biogazowni rolniczych produkujących energię cieplną w kogeneracji. Potencjał produkcji ciepła w perspektywie 2030 r. jest szacowany na 45 PJ, natomiast dla 2040 r. na 100 PJ²⁰.

Biogaz pozostały

¹⁷ „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

¹⁸ „Możliwości wykorzystania OZE w Polsce do 2020 r.” – Instytut Energii Odnawialnej. Warszawa 2007.

¹⁹ Jagustyn B., Bątopek-Giesa N., Wilk B., Ocena właściwości biomasy wykorzystywanej do celów energetycznych, CHEMIK 2011, 65, 6, 557-563

²⁰ „Opracowanie prognoz zapotrzebowania na energię końcową, rozwoju OZE i poprawy efektywności energetycznej na lata 2021-2030”, Ernst&Young. Warszawa, listopad 2017 r.

Występujący potencjał w zakresie wykorzystania biogazu wysypiskowego i z oczyszczalni ścieków do produkcji energii elektrycznej szacuje się na ok. 1,3 TWh do 2030 r. i 1,7 TWh do 2040 r. W przypadku zastosowania biogazu pozostałego do produkcji ciepła w kogeneracji, przewiduje się potencjalne możliwości na poziomie 6,2 PJ w perspektywie 2030 r. natomiast do 2040 r. 8,2 PJ³⁸.

Biometan

Biometan to oczyszczony biogaz, który jest uzdatniony do jakości gazu ziemnego i może zostać zatłoczony do sieci gazowej. Szacowany całkowity potencjał teoretyczny produkcji biometanu w Polsce to ok. 8 mld m³/rok, według szacunków NCBiR²¹ potencjał inwestycyjny, czyli ekonomicznie uzasadniony to 3,2 mld m³. Biometan może znaleźć zastosowanie w elektroenergetyce w instalacjach wykorzystujących obecnie gaz ziemny, w sektorze transportu - ze względu na możliwość zaliczenia 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 (tj. ciepła zakumulowanego w skałach, wodach i innych płynach znajdujących się w głębszych warstwach skorupy ziemskiej) w Polsce są nieograniczone, jednakże ograniczona jest liczba miejsc, w których jej zastosowanie ma sens ekonomiczny. Potencjał produkcji ciepła pochodzącego z instalacji innych niż pompy ciepła wykorzystujących ciepło skał (tzw. geotermia głęboka), oceniono z uwzględnieniem znaczących ograniczeń ekonomicznych w ich wykorzystaniu. Potencjały te określono na poziomie 45 PJ do 2030 r. oraz 105 PJ w 2040 r.

Woda

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

Wiatr

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 r. W ocenie realnego potencjału należy jednak wziąć pod uwagę występowanie ograniczeń środowiskowych, infrastrukturalnych oraz regulacyjnych. Wg szacunków wskazanych w raporcie PSEW do 2030 r. możliwy do osiągnięcia poziom mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych w polskich obszarach morskich wynosi ok. 7,5 GW, natomiast do 2050 r. jest to 33 GW. Podobnie jak w odniesieniu do lądowej energetyki wiatrowej również tutaj należy wziąć pod uwagę występowanie ograniczeń środowiskowych, infrastrukturalnych oraz regulacyjnych, a także konfliktów wynikających z innych sposobów wykorzystania polskich obszarów morskich²².

Słońce

Na podstawie przeprowadzonych analiz odnośnie do rozwoju dużych instalacji PV w innych krajach oraz obserwowanych trendów kosztowych, realny potencjał rozwoju tej technologii oceniono na 30-35 GW do 2030 r. i 45 GW do 2040 r.²³ Czynnikiem mocno ograniczającym rozwój tej technologii (jak i pozostałych technologii OZE) jest jednak stan infrastruktury sieciowej, który uniemożliwia przyłączenie nowych źródeł. W nadchodzących latach przewiduje się skierowanie znacznych środków finansowych na usunięcie „wąskiego gardła” w postaci ograniczeń sieciowych.

²¹ Zgodnie z raportem NCBiR „Realny potencjał produkcji biometanu w Polsce” z dn. 20.05.2024 r. potencjał techniczny biometanu wynosi 8 mld. m³ (7260 ktoe), potencjał wdrożeniowy wynosi 4,7 mld. m³ (4265 ktoe, 60% potencjału technicznego), a potencjał inwestycyjny: 3,2 mld m³ biometanu (2904 ktoe), co stanowi 68% potencjału wdrożeniowego oraz 40% potencjału technicznego biometanu.

²² Potencjał energetyki wiatrowej na morzu. Kompleksowa analiza możliwości rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w polskich obszarach morskich. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, Warszawa 11/2022

²³ ARE S.A.

3.2. Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa

W tabeli (Tabela 3.1) przedstawiono wielkość krajowej podaży poszczególnych paliw i nośników energii w perspektywie 2040 r. Z uzyskanych wyników można sformułować następujące wnioski:

- w okresie 2020-2040 podaż węgla kamiennego wykazuje kontynuację trendu spadkowego obserwowanego w latach 2005-2020. Wydobyte tego surowca spada z poziomu 22,6 Mtoe w 2020 r. do 13,1 Mtoe w 2030 r. (w jednostkach naturalnych jest to odpowiednio: 42 mln t i 24 mln t). Ograniczenie produkcji w tym wypadku, wiąże się ze spadkiem zapotrzebowania we wszystkich sektorach gospodarki krajowej, w tym przede wszystkim w elektroenergetycznym i ciepłowniczym. Po 2030 r. należy oczekiwać przyspieszenia procesu trwałych odstawień z eksploatacji jednostek wytwórczych, które w tym okresie zaczną wyczerpywać rezerw techniczny (ich modernizacja i wydłużanie życia, w warunkach założonych w pracy cen uprawnień do emisji GHG nie znajdują uzasadnienia ekonomicznego). Podobnie budowa nowych bloków opalanych węglem w warunkach założonego w obliczeniach poziomu cen uprawnień do emisji GHG, ciągle zaostrzających się wymagań środowiskowych oraz wyraźnie antywęglowej polityki UE, nie jest rekomendowanym kierunkiem;
- zapotrzebowanie na węgiel kamienny spadać będzie również w sektorze przemysłu (w szczególności w zakładach przemysłowych objętych systemem EU ETS oraz w wyniku procesu postępującego unowocześniania procesów produkcyjnych). W ramach walki ze smogiem w miejskich gospodarstwach domowych i usługach, następować będzie stopniowa wymiana nieefektywnych kotłów zasypowych na 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 WAM założono aktywne i zakrojone na szeroką skalę działania administracji rządowej i samorządowej. Główną siłą sprawczą tego procesu są przede wszystkim dotacje unijne, jak wdrożone do tej pory programy np. „Czyste Powietrze”, „Stop Smog”, „Moje Ciepło”, „Mój Prąd”, a także rosnąca dostępność nowych, czystych technologii oraz zmieniająca się świadomość społeczna. Walka z tzw. „niską emisją” jest jednym z głównych priorytetów nowego rządu. Znacznie większe niż do tej pory środki finansowe prawdopodobnie będą kierowane na termomodernizację budynków oraz proces wymiany starych nieefektywnych pieców zasypowych na paliwa stałe;
- w prognozie zakłada się stabilizację wydobycia węgla koksującego (ściśle powiązane z produkcją koksu) na poziomie ok. 7 Mtoe rocznie (10 mln t). Krajowe i zagraniczne zapotrzebowanie na koks warunkowane jest tempem globalnego wzrostu gospodarczego, zatem podlega znacznym i niemożliwym do przewidzenia fluktuacjom. W rzeczywistości zarówno poziom produkcji koksu jak i wydobycia węgla koksującego, mogą znacząco odchylić się od poziomu określonego w prognozie;
- podaż węgla brunatnego ulega znacznej redukcji już po 2025 r. (głównie w wyniku wyłączenia wyeksploatowanych bloków energetycznych i wyczerpywania się części złóż). W analizie nie zakładano uruchomienia nowych złóż węgla brunatnego. Przy przyjętych założeniach odnośnie kosztu pozwoleń do emisji CO₂, funkcjonowanie jednostek wytwarzania energii elektrycznej i uruchamianie nowych odkrywek nie jest ekonomicznie uzasadnioną opcją. Po 2035 r. wydobycie węgla brunatnego spada niemalże do zera;
- 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 ostatnich latach;
- wydobycie gazu ziemnego w Polsce powinno utrzymać się na stabilnym poziomie ok. 3,3 Mtoe rocznie, przedsiębiorstwa wydobywcze powinny prowadzić działania mające na celu utrzymanie krajowego wydobycia, co najmniej na tym poziomie w perspektywie 2045 r.;
- 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 właściwości tych substancji, umożliwiające zastępowanie nimi paliw konwencjonalnych bez znaczących ograniczeń technicznych;
- biometan jest paliwem, który odgrywa istotną rolę w zaprezentowanej w scenariuszu WAM 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 różnych gałęziach gospodarki (w pierwszej kolejności jako substytut gazu ziemnego, ponieważ biometan będzie wtłaczany do sieci gazowniczych). Zastosowanie biometanu ma pomóc przede wszystkim w realizacji celu OZE ogółem oraz celu sektorowego dla transportu;
- przewiduje się stabilizację pozyskania biomasy stałej w latach 2020-2030 na poziomie ok. 8 - 8,5 Mtoe, w latach 2020-2030 i następnie jej spadek w kolejnych latach, który powodowany będzie głównie ograniczaniem wykorzystania biomasy w domowych paleniskach oraz elektryfikacją ciepłownictwa. Biomasa będzie odgrywać pewną rolę w transformacji małych ciepłowni, które mogą korzystać z lokalnych zasobów biomasy (głównie pochodzenia rolniczego). Czynnikiem ograniczającym zakres wykorzystania biomasy leśnej będzie konieczność spełnienia przez to paliwo kryteriów zrównoważonego rozwoju. Po 2040 r. kotły biomasowe wyposażane w instalacje CCS mogą być źródłem ujemnych emisji w systemie EU ETS, co umożliwi kompensację emisji GHG z innych sektorów, gdzie redukcja jest niemożliwa ze względów technologicznych i ekonomicznych.
- 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 wydaje się być słuszny. Problemem są jednak wysokie emisje GHG związane ze spalaniem odpadów, co w kontekście włączenia tego rodzaju instalacji do systemu EU ETS od 2026 r. jest czynnikiem hamującym szersze wykorzystanie odpadów do celów energetycznych;
- przewiduje się zastosowanie „zielonego wodoru” jak brakującego ogniwa w transformacji energetycznej kraju. Wodór będzie odgrywał kluczową rolę w transformacji sektora przemysłu oraz transportu. W sektorze elektroenergetycznym wodór to przede wszystkim źródło elastyczności w systemach z dużym udziałem źródeł OZE, a w ciepłownictwie prawdopodobnie znaczenie uzupełniające. Zgodnie z zaprezentowanymi projekcjami, produkcja „zielonego wodoru” staje się znacząca po 2035 r.

Tabela 3.1. Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa [ktoe] – scenariusz WAM

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Węgiel kamienny	45 736	35 302	32 136	22 554	20 979	13 094	7 490	2 658
Węgiel koksujący	9 948	8 216	9 155	8 654	7 344	7 264	7 233	7 232
Koks	5 721	6 701	6 666	5 205	5 330	5 348	5 390	5 446
Węgiel brunatny	12 736	11 559	12 299	8 824	7 100	2 620	714	6
Ropa naftowa	840	681	922	934	1 000	1 000	1 000	1 000
LPG	312	466	632	749	524	493	476	465
Benzyna	4 415	4 326	4 046	4 089	4 132	3 957	3 972	3 606
Olej napędowy	7 643	10 743	12 075	13 253	12 195	10 856	9 476	8 161
Gaz ziemny	3 884	3 693	3 683	3 396	3 300	3 300	3 300	3 300
Paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0	0	0
Biopaliwa	117	446	936	973	1 651	1 684	1 631	1 581
Biogaz	54	115	229	322	600	855	875	936
Biometan	0	0	0	0	131	1 335	2 519	3 483

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Biomasa stała	4166	5866	6268	8964	8605	8327	7844	7589
Odpady komunalne i przemysłowe	157	400	564	1193	1357	1506	2472	2558
Zielony wodór	0	0	0	0	7	184	1457	4374

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

3.3. Import netto z podziałem na rodzaj paliwa

W tabeli (Tabela 3.2) 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 jedynie w perspektywie 2025 r., z uwagi na różnice w kosztach dostaw węgla z rynku krajowego i kierunków zagranicznych (na niekorzyść węgla krajowego), w późniejszym okresie zmiana tej relacji,
- utrzymywanie się eksportu węgla koksującego na stabilnym poziomie. Brak własnych wystarczających źródeł podaży powoduje, że Unia Europejska jest praktycznie w całości zależna od importu węgla koksowego, a Polska obok Czech jest jedynym producentem na terenie UE. Polscy producenci korzystają z tzw. renty geograficznej,
- stopniowy spadek uzależnienia od dostaw ropy naftowej z importu w wyniku transformacji sektora, nakierowanej na dywersyfikację technologiczną (rozwój elektromobilności i większe wykorzystanie paliw alternatywnych),
- stopniowy spadek uzależnienia od dostaw gotowych produktów paliwowych (LPG, benzyna, ON),
- nieznaczny wzrost dostaw gazu ziemnego z zagranicy w perspektywie 2030 r., następnie stopniowy spadek uzależnienia od importu jako długofalowy wynik transformacji,
- konieczność importowania paliwa jądrowego do nowopowstałych bloków jądrowych, ponieważ Polska nie posiada złóż uranu w ilości, dla której byłoby opłacalne 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, więc import prawdopodobnie będzie tańszym rozwiązaniem),
- niewielki poziom importu biomasy i biopaliw, z uwagi na premiowanie produkcji krajowej w przedstawionych prognozach,
- w prognozach nie uwzględniono importu wodoru ze względu na wysoką niepewność możliwości importu tego surowca oraz zamodelowane wykorzystanie czasowej nadprodukcji energii elektrycznej z OZE właśnie na cele produkcji „zielonego wodoru”.

Tabela 3.2. Saldo importowo-eksportowe netto [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Węgiel kamienny	-8 161	489	-1 588	4 865	2 374	-912	-965	-1 005
Węgiel koksujący	-1 801	944	275	-634	148	223	286	342
Koks	-3 068	-4 227	-4 333	-4 115	-3 983	-4 101	-4 221	-4 341
Węgiel brunatny	-2	-19	16	19	9	3	1	0
Ropa naftowa	17 741	22 484	26 311	25 418	23 582	22 102	20 731	18 989
LPG	2 172	1 974	1 868	1 838	1 935	1 455	1 140	907
Benzyna	-69	111	-204	187	363	325	310	263
Olej napędowy	2 260	2 202	309	4 124	4 914	4 233	3 590	3 005
Gaz ziemny	8 531	8 874	9 947	13 647	15 217	14 628	11 574	5 963
Paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0	2 106	13 308
Biopaliwa	-65	427	-144	67	112	115	111	108

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Biometan	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasa stała	0	0	506	366	339	318	282	263
Wodór	0	0	0	0	0	0	0	0

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

W analizie założono zerowe saldo importowo-eksportowe energii elektrycznej (Tabela 3.3), co nie oznacza, że wykluczona została w obliczeniach modelowych możliwość wymiany międzysystemowej. Biorąc po uwagę relacje cenowe i różnice występujące na poszczególnych rynkach, dodatnie saldo importowo-eksportowe jest bardzo prawdopodobne, niemniej jednak określenie kierunków przepływu energii na połączeniach międzysystemowych jest obciążone dużą niepewnością. Powyższe założenie bazuje na celach wskazanych do Założeń do aktualizacji Polityki energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040) - Wzmocnienie bezpieczeństwa i niezależności energetycznej (przyjętych przez RM w 2022 r.) w odniesieniu do kwestii budowania niezależności energetycznej.

Tabela 3.3. Saldo importowo-eksportowe netto energii elektrycznej [ktoe]

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

znak "-" przed wartością oznacza eksport

znak "+" przed wartością oznacza import

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

Stopień uzależnienia od importu z państw trzecich został zdefiniowany jako całkowity wolumen importu energii z państw spoza UE przez krajowe zużycie brutto energii (Tabela 3.4).

Tabela 3.4. Uzależnienie od importu z państw trzecich

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna	1,4%	0,0%	0,0%	0,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Węgiel kamienny	4,2%	13,1%	8,6%	22,3%	15,2%	2,9%	2,9%	2,9%
Węgiel koksujący	0,3%	18,3%	17,0%	16,1%	20,7%	21,9%	22,8%	23,5%
Koks	0,5%	1,2%	2,0%	3,8%	6,5%	7,4%	8,2%	9,0%
Węgiel brunatny	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Ropa naftowa	98,0%	98,2%	101,1%	96,5%	96,9%	96,7%	96,5%	96,2%
LPG	47,3%	64,1%	68,9%	55,5%	8,7%	8,7%	8,6%	8,6%
Benzyna	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Olej napędowy	10,7%	0,9%	4,5%	17,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Gaz ziemny	67,7%	61,8%	52,6%	67,7%	64,6%	65,6%	63,7%	54,7%
Paliwo jądrowe	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%
Biopaliwa	0,0%	0,0%	6,4%	3,7%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
Biometan	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Biomasa stała	0,0%	0,0%	8,4%	6,5%	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%
Wodór	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. na zlecenie MKiŚ

3.4. 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 3.5). W odniesieniu do gazu ziemnego w 2022 i 2023 r. doszło do istotnych zmian dotyczących kierunków dostaw tego surowca. Od 2023 r. Polska całkowicie niezależna się od importu z Federacji Rosyjskiej i zastąpiła ten kierunek głównie dostawami z Norwegii (Baltic Pipe) oraz innych krajów za pośrednictwem

terminala LNG (głównie USA i Katar). W wyniku ukończonych w 2022 r. kluczowych inwestycji dywersyfikacyjnych, tj. budowy gazociągu Baltic Pipe oraz zwiększenia mocy regazyfikacyjnych terminalu LNG w Świnoujściu, zmieniona została historyczna trasa dostaw paliw gazowych z kierunku wschód-zachód na kierunek północ-południe. W ramach realizacji polityki dywersyfikacyjnej uruchomione zostały również połączenia międzysystemowe z Litwą i Słowacją²⁴.

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 sukcesywnie obniżany. Polska zawiesiła import rosyjskiej ropy drogą morską w sierpniu 2022 r., natomiast 25 lutego 2023 r. strona rosyjska jednostronnie wstrzymała dostawy ropy naftowej realizowane rurociągiem „Przyjaźń”. Według danych statystycznych dotyczących handlu zagranicznego w marcu i kwietniu 2023 r. nie odnotowano już jakiegokolwiek importu ropy z Federacji Rosyjskiej. Najważniejszym dostawcą ropy do Polski od I kw. 2023 r. stała się Arabia Saudyjska. W 2023 r. udział dostaw z tego kraju kształtował się na poziomie ok. 50% ogółu importu ropy. Drugim najważniejszym importerem ropy do naszego kraju jest Norwegia, jej znaczenie jest jednak zdecydowanie mniejsze. Natomiast dostawy z innych krajów odbywają się na głównie w oparciu o zakupy spot. W związku z wejściem w życie 6. pakietu sankcji²⁵ w lutym 2023 r. zaniechano importu oleju napędowego z Federacji Rosyjskiej. 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 r. był na rekordowym poziomie z uwagi na europejski kryzys energetyczny. Węgiel sprowadzono do kraju z wielu różnych kierunków (poza rosyjskim, z którego zrezygnowano w kwietniu 2022 r.). Najwięcej węgla sprowadzono do Polski z RPA (3,4 mln ton) i Kolumbii (3,3 mln ton), co stanowiło ponad 40% importu węgla do Polski. Ważnymi dostawcami były także Kazachstan, Australia oraz Indonezja. Przewiduje się w kolejnych okresach znaczący spadek importu w konsekwencji stopniowego odchodzenia od jego stosowania we wszystkich sektorach gospodarki krajowej.

Jedynym paliwem, które obecnie jest przedmiotem importu z Federacji Rosyjskiej jest LPG. Niemniej w ramach 12 pakietu sankcji UE wobec Rosji ze względu na embargo na ten produkt od 20 grudnia 2024 r., wystąpi konieczność zmiany tego kierunku dostaw. Prawdopodobnie największym dostawcą 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 3.5. Główne źródła importu (państwa)

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna*	Niemcy	Niemcy	Szwecja	Szwecja	Szwecja	Szwecja	Szwecja	Szwecja
	Ukraina	Szwecja	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy
	Białoruś	Czechy	Czechy	Litwa	Litwa	Litwa	Litwa	Litwa
Węgiel kamienny	Rosja	Rosja	Rosja	Rosja	RPA	Australia	Australia	Australia
	Ukraina	Czechy	Czechy	Australia	Kolumbia	Kolumbia	Kolumbia	Kolumbia
		Ukraina	Kolumbia	Kolumbia	Kazachstan	Kazachstan	Kazachstan	Kazachstan

²⁴ Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2022 do dnia 31 grudnia 2022 r.

²⁵ Rozporządzenie Rady (UE) 2022/879 z dnia 3 czerwca 2022 r. zmieniające rozporządzenie (UE) nr 833/2014 dotyczące środków ograniczających w związku z działaniami Rosji destabilizującymi sytuację na Ukrainie, Dz. Urz. UE L 153 z 03.06.2022, str. 53.

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Węgiel kamienny koksujący	Czechy	USA	Australia	Australia	Australia	Australia	Australia	Australia
	Australia	Czechy	Czechy	USA	USA	USA	USA	USA
	Niemcy	Australia	USA	Rosja				
Koks	Czechy	Czechy	Rosja	Rosja	Australia	Australia	Australia	Australia
		Rosja						
Węgiel brunatny	-	Niemcy	Czechy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy
			Niemcy					
Ropnaftowa	Rosja	Rosja	Rosja	Rosja	Arabia Saud.	Arabia Saud.	Arabia Saud.	Arabia Saud.
		Norwegia	Irak	Arabia Saud.	Norwegia	Norwegia	Norwegia	Norwegia
Olej napędowy	Białoruś	Niemcy	Niemcy	Rosja	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy
	Niemcy	Litwa	Rosja	Niemcy	Litwa	Litwa	Litwa	Litwa
		Słowacja	Białoruś	Białoruś	Słowacja	Słowacja	Słowacja	Słowacja
Benzyna	Słowacja	Niemcy	Słowacja	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy
	Niemcy	Słowacja	Niemcy	Słowacja	Słowacja	Słowacja	Słowacja	Słowacja
LPG	Rosja	Rosja	Rosja	Rosja	Szwecja	Szwecja	Szwecja	Szwecja
	Kazachstan	Kazachstan	Kazachstan	Szwecja	Norwegia	Norwegia	Norwegia	Norwegia
Gaz ziemny	Rosja	Rosja	Rosja	Rosja	Norwegia	Norwegia	Norwegia	Norwegia
	Uzbekistan	Niemcy	Niemcy	USA	USA	USA	USA	USA
	Kazachstan		Katar	Katar	Katar	Katar	Katar	Katar
				Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy
Paliwo jądrowe	-	-	-	-	-	-	b.d.	b.d.
Biopaliwa	-	b.d.	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy
			Holandia					
			Szwajcaria					
Biomasa stała	Białoruś	Białoruś	Białoruś	Białoruś	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. na zlecenie MKiŚ

3.5. Zużycie krajowe brutto paliw i energii

Krajowe zużycie brutto poszczególnych paliw i nośników energii, przedstawione w tabeli (Tabela 3.6) zostało obliczone zgodnie z następującym algorytmem:

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

Z zaprezentowanych danych wynikają następujące wnioski:

- wzrost krajowego zużycia energii elektrycznej w latach 2020-2030 wyniesie 30%, a w latach 2020-40 niemal 100%. Średnioroczne tempo wzrostu tej kategorii wynosi w całym rozpatrywanym okresie prognozy wyniesie ok. 2,7%. 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. 950 tys. pojazdów elektrycznych (samochodów osobowych, ciężarowych i autobusów), zużywających odpowiednio: 2,8 TWh

energii elektrycznej. W ciepłownictwie systemowym założono znaczący udział scentralizowanych systemów opartych na wielkoskalowych pompach ciepła, których funkcjonowanie wiąże się z istotnym zużyciem energii elektrycznej. To samo dotyczy indywidualnych źródeł ciepła, w których pompy ciepła będą odgrywały kluczową rolę. Wzrost zużycia energii elektrycznej w przemyśle wiązał się będzie głównie z unowocześnianiem i automatyzacją zakładów produkcyjnych. W rezultacie procesu transformacji energetycznej, paliwa stałe i gazowe będą zastępowane rozwiązaniami technicznymi wykorzystującymi energię elektryczną. Jednocześnie w przemyśle zachodzący będą procesy poprawy efektywności energetycznej urządzeń wykorzystujących energię elektryczną (napędów elektrycznych, układów technologicznych), które wpłyną na ograniczanie zużycia energii;

- przewiduje się spadek zapotrzebowania na ciepło z sieci (o ok. 13 % w latach 2020-2030 i 24% w latach 2020-2040), wynikający z założeń odnośnie 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 GHG będzie sprawiał, że ciepło systemowe, szczególnie w początkowym okresie prognozy może tracić konkurencyjność w porównaniu z technologiami indywidualnego ogrzewania, zwłaszcza jeśli transformacja ciepłownictwa, a tym samym obniżenie kosztów i poprawa jego konkurencyjności nie nabiorą odpowiedniego tempa.
- prognozuje się spadek zużycia węgla kamiennego i brunatnego wynikający z procesów transformacji energetycznej. Spadek zużycia węgla w elektroenergetyce i ciepłownictwie istotnie przyspiesza już po 2025 r. Zużycie węgla w budynkach z kolei, spada niemalże do zera w perspektywie 2040 r. (przy czym wcześniej w budynkach w mieście).
- przewiduje się spadek zużycia ropy naftowej i produktów naftowych w analizowanym okresie. Wzrost zużycia produktów naftowych obserwowany w latach 2015-2020 związany był z wprowadzeniem w Polsce pakietu ustaw ograniczających tzw. szarą strefę w obrocie paliwami. Od 2020 r. przewiduje się stopniowe ograniczanie zastosowania paliw silnikowych i stopniowe zastępowanie paliwami alternatywnymi. Istotną rolę odgrywa tutaj również poprawa efektywności wykorzystania energii, w tym stopniowe obniżanie się wskaźników jednostkowego zużycia paliwa w nowych pojazdach, zgodnie z założeniami prawodawstwa unijnego, a także wzrost znaczenia elektromobilności i biopaliw;
- wyniki analiz wskazują na niewielki wzrost zapotrzebowania krajowego na gaz ziemny w perspektywie 2030 r. (z 17,1 Mtoe w 2020 r. do 17,9 Mtoe), a następnie jego stopniowy spadek do ok. 9,7 Mtoe w 2040 r. Gaz ziemny w Polsce będzie odgrywał rolę paliwa przejściowego w transformacji energetycznej. Później będzie stopniowo zastępowany paliwami i technologiami bezemisyjnymi;
- przewiduje się dalszy stopniowy wzrost zapotrzebowania na odnawialne nośniki energii takie jak biomasa, biogaz czy biopaliwa;
- Istotną rolę w bilansie energetycznym odgrywać będzie biometan, którego zużycie w 2030 r. szacuje się na poziomie 1,4 Mtoe, a następnie jego stopniowy wzrost do 3,5 Mtoe w perspektywie 2040 r. Biometan jest paliwem, którego potencjał szacowany jest przez różne ośrodki badawcze nawet na poziomie 8 mld m³/rok (przy czym potencjał ekonomiczny jest niższy), stąd też możliwe jest uzyskanie wyższego poziomu jego zastosowania w przyszłości, pod warunkiem stworzenia odpowiedniego otoczenia prawnego i finansowego, co dla obecnego rządu jest priorytetem.

Tabela 3.6. Krajowe zużycie brutto paliw i energii [ktoe] – scenariusz WAM

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna	12532	13440	14154	14730	15346	16095	19161	25701
Ciepłociągowe	8032	8021	6721	6843	6761	6100	5561	5379
Węgiel kamienny	37651	39774	31248	28188	23353	12183	6526	1653
Węgiel koksujący	7891	8700	9489	7997	7492	7487	7519	7574
Koks	2318	2074	2228	1308	1347	1246	1169	1104

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Węgiel brunatny	12 726	11 579	12 299	8 850	7 109	2 624	715	6
Ropa naftowa	18 459	23 184	26 506	25 992	24 294	22 812	21 439	19 696
Produkty naftowe	21 987	25 956	24 074	31 037	31 318	28 339	25 728	22 842
Gaz ziemny	12 235	12 805	13 776	17 107	18 517	17 949	14 959	9 662
Gaz koksowniczy	1 447	1 707	1 704	1 406	1 285	1 149	1 078	1 000
Gaz wielkopiecowy	560	526	632	464	604	427	217	107
Pozost. paliw gazowe*	161	149	163	84	93	73	60	41
Biomasa stała	4 166	5 866	6 884	9 330	8 944	8 646	8 126	7 852
Biogaz	54	115	229	322	600	855	875	936
Biopaliwa	54	868	782	1 042	1 763	1 799	1 742	1 689
Biometan	0	0	0	0	131	1 374	2 519	3 483
Paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0	2 106	13 308
Wodór	0	0	0	0	7	184	1 457	4 374
Odpady komunalne i przemysłowe	157	400	564	1 193	1 357	1 506	2 472	2 558

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

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

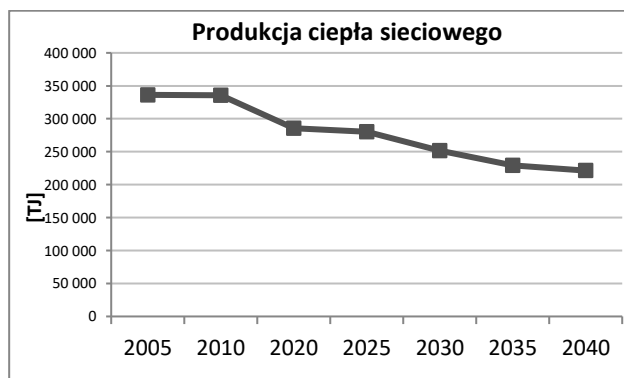
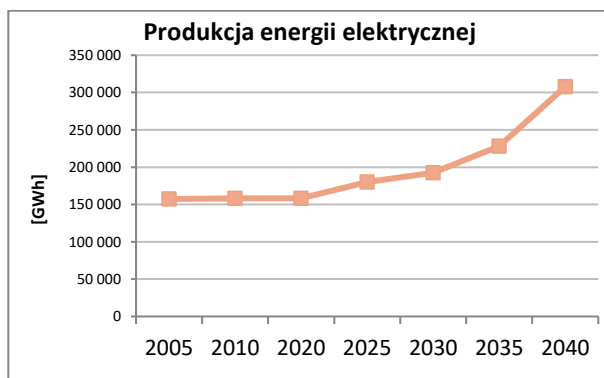
3.6. Produkcja energii elektrycznej i ciepła

W tabeli (Tabela 3.7) i na rysunku (Rysunek 3.4) 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 192 TWh w 2030 r. oraz do 308 TWh w 2040 r. Procentowy wzrost w okresie 2020-2030 wynosi 22% natomiast w latach 2020-2040 produkcja energii elektrycznej wzrasta ok. 95%. Produkcja krajowa ciepła sieciowego spada z poziomu 286 PJ w 2020 r. do 219 PJ w 2040 r. W ujęciu procentowym spadek wynosi 24% w rozpatrywanym okresie.

Tabela 3.7. Produkcja energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto – scenariusz WAM

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna [GWh]	157 295	158 186	165 128	158 247	180 213	192 604	228 257	307 923
Ciepłociągowe [TJ]	336 292	335 831	274 357	285 870	280 425	251 724	229 116	221 327

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



Rysunek 3.4. Produkcja energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto – scenariusz WAM

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. na zlecenie MKiŚ

3.7. Produkcja energii elektrycznej brutto z podziałem na paliwa

Produkcję energii elektrycznej w podziale na paliwa przedstawiono w tabeli (Tabela 3.8) i na rysunku (Rysunek 3.5). Wyniki przeprowadzonej analizy kierunków rozwoju krajowego sektora elektroenergetycznego wskazują na daleko idące zmiany jakie będą zachodzić w strukturze produkcji energii elektrycznej, wynikające z uwarunkowań determinowanych unijną polityką energetyczno-klimatyczną. Wymuszany administracyjnie rozwój odnawialnych źródeł energii oraz obowiązek zakupu uprawnień do emisji GHG w ramach systemu EU 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. Zgodnie z otrzymanymi wynikami analiz, produkcja energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach na węgiel kamienny obniża się z poziomu 70,7 TWh w 2020 r. do 31,9 w 2030 r., natomiast na węgiel brunatny z poziomu 38,1 TWh do 11,4 TWh. Produkcja energii elektrycznej na węglu kamiennym spada do minimalnych poziomów w perspektywie 2040 r. (4,1 TWh), a na węglu brunatnym w perspektywie 2035 r. (3 TWh). Głównym czynnikiem wpływającym na wspomniany proces jest stopniowe wypychanie jednostek węglowych z krzywej „merit order” m.in. z powodu przewidywanego w tym okresie uruchomienia elektrowni jądrowych oraz dalszego dynamicznego wzrostu produkcji z OZE. Jednostki węglowe 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 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 ziemny 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.

Okres transformacji wiąże się ze zwiększonym ryzykiem zapewnienia bezpieczeństwa pracy krajowego systemu elektroenergetycznego. Źródła węglowe będą sukcesywnie zastępowane przez źródła odnawialne, uzupełniane przez magazyny energii, jednostki gazowe oraz jądrowe. Skala inwestycji potrzebna do przeprowadzenia transformacji wytwarzania energii jest bezprecedensowa, co wiąże się z ryzykiem wystąpienia opóźnień w oddawaniu do eksploatacji nowych źródeł wytwórczych.

Jednostki węglowe rok po roku będą traciły udział w rynku – organicznie produkcji będzie prowadziło do wzrostu jednostkowych kosztów produkcji, a to z kolei doprowadzi do spadku zdolności sprzedażowych. Malejący strumień przychodów może powodować rosnące kłopoty finansowe tych jednostek, które nie będą w stanie pokrywać swoich kosztów z przychodów z rynku hurtowego. W literaturze zjawisko określane jako „missing money on electricity markets”. Brak pokrycia kosztów będzie skutkowało

zgłaszaniem przez wytwórców energii wyłączeń elektrowni z powodu nieoptymalności ich eksploatacji, niezależnie od zapotrzebowania na energię i zdolności jego pokrycia z innych źródeł.

Zestawiając ze sobą (i) konieczność zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej z (ii) ograniczaniem produkcji elektrowni węglowych oraz (iii) brakiem ekonomicznej efektywności ich funkcjonowania w obecnych rozwiązaniach rynkowych należałoby rozważyć opracowanie mechanizmu zapewniającego finansowanie źródeł węglowych w okresie transformacji.

Produkcja w jednostkach gazowych (nowe jednostki to głównie wysokosprawne bloki parowo-gazowe) wzrośnie z 17,4 TWh w 2020 r. do 31 TWh w 2030 r., a następnie ulegać będzie stopniowemu obniżaniu do ok. 10 TWh w 2040 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 niskoemisyjnych źródeł, z których dużą część stanowią będą niesterowalne źródła odnawialne charakteryzujące się zmiennością produkcji (elektrownie wiatrowe i fotowoltaika). Występowanie tego rodzaju źródeł wytwarzania w przewidywanych ilościach wymagać będzie inwestowania w elastyczne źródła: turbiny gazowe, a także magazyny energii, niezbędne dla integracji OZE w systemie elektroenergetycznym. W latach 2020-2030 udział OZE w produkcji energii elektrycznej netto zostanie więcej niż potrójony (udział wzrośnie z 16,2% do 56,1%). Należy tutaj zauważyć, że gaz ziemny w nowych jednostkach będzie po 2035 r. sukcesywnie zastępowany gazami zdekarbonizowanymi (przede wszystkim wodorem - w analizie założono, że wszystkie nowe jednostki będą przystosowane do spalania wodoru). Bardzo ważnym elementem transformacji sektora elektroenergetycznego jest rozwój energetyki jądrowej w Polsce. Zgodnie z przyjętymi założeniami, pierwszy blok elektrowni jądrowej zostanie oddany do użytku w 2035 r., a kolejne będą uruchamiane w 2036, 2037, 2039, 2041 i 2043 r. Kolejne dwa bloki produkcji koreańskiej powinny powstać w 2039 i 2041 r. Szacowana produkcja z elektrowni jądrowych (łącznie z blokami SMR) w 2035 r. wyniesie 9,5 TWh i w 2040 r. – 58,1 TWh. Proces transformacji polskiej energetyki, będzie procesem długotrwałym i kosztownym. Musi on zostać rozłożony w czasie, w taki sposób, aby możliwym było łagodzenie skutków gospodarczych i społecznych z niego wynikających. Jednocześnie istotnym aspektem jest jego realizacja we wszystkich obszarach, ponieważ tak istotny wzrost produkcji energii elektrycznej z pogodozależnych źródeł wytwórczych będzie wymagał wdrożenia skutecznych sposobów zagospodarowania nadwyżek. Istotnym elementem transformacji energetycznej jest synchronizacja działań podejmowanych w różnych sektorach i wykorzystanie efektu synergii. Jednym ze sposobów na zagospodarowanie wspomnianych nadwyżek jest elektryfikacja ciepłownictwa, zarówno systemowego, jak i indywidualnego.

Ważnym elementem transformacji będzie rozwój elektromobilności i elektryfikacji wielu kierunków użytkowania energii. Kluczową rolę będzie odgrywał również wodór. W sektorze elektroenergetycznym w przyszłości, to przede wszystkim źródło elastyczności w systemach z dużym udziałem źródeł OZE. Paliwa wodorowe stanowią alternatywę dla wielkoskalowego i długoterminowego magazynowania energii w celu zrównoważenia sezonowych zmian zapotrzebowania na energię elektryczną. W tym aspekcie przewyższają one techniczne możliwości magazynowania oferowane przez systemy bateryjne, które zazwyczaj operują w krótkich, kilkugodzinowych cyklach. W analizie założono, że część produkowanego „zielonego wodoru” będzie kierowana do sektorów transportu, przemysłu i ciepłownictwa, natomiast pozostała część będzie spalana w turbinach gazowych i jednostkach CCGT odpowiednio przystosowanych do tego celu (założono w analizie, że nowobudowane jednostki gazowe będą przystosowane do spalania wodoru w przyszłości). W poniższej tabeli zaprezentowano prognozy produkcji energii elektrycznej z wodoru. Wynika z nich, że zastosowanie tego paliwa do produkcji energii elektrycznej na szerszą skalę będzie miało miejsce w Polsce dopiero po 2035 r. (aczkolwiek nie można wykluczyć wcześniejszej komercjalizacji tego rozwiązania, szczególnie w warunkach mocnego dotowania tej technologii). Udział wodoru w całkowitej produkcji energii elektrycznej stopniowo wzrasta w prognozie i osiąga w 2040 r. udział na poziomie ok. 6%.

Tabela 3.8. Produkcja energii elektrycznej brutto [TWh] – scenariusz WAM

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Węgiel brunatny	54,8	48,7	52,8	38,1	31,2	11,4	3,0	0,0
Węgiel kamienny*	88,5	89,3	79,4	70,7	64,6	31,9	16,5	4,1

Załącznik 1 do projektu aKPEiK – scenariusz WAM

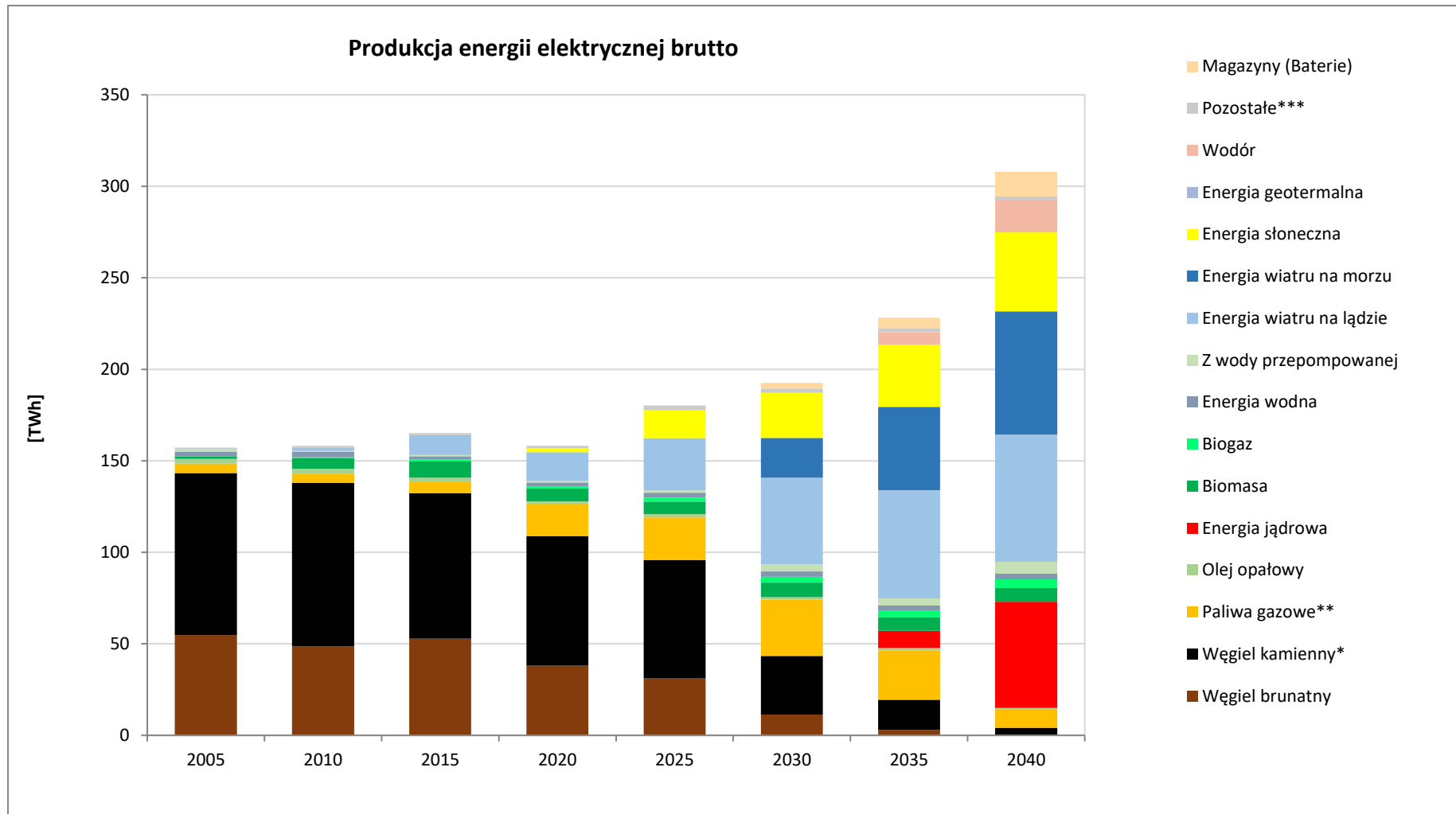
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Paliwa gazowe**	5,2	5,1	6,4	17,4	23,4	30,8	26,9	9,9
Olej opałowy	2,7	2,6	2,1	1,7	1,8	1,4	1,2	0,9
Energia jądrowa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,5	58,1
Biomasa	1,4	5,9	9,0	6,9	6,8	7,9	7,4	7,5
Biogaz/biometan	0,1	0,4	0,9	1,2	2,2	3,2	3,5	4,8
Energia wodna	2,2	2,9	1,8	2,1	2,6	2,9	3,0	3,0
Z wody przepompowanej	1,6	0,6	0,6	0,8	1,2	3,9	3,9	6,6
Energia wiatru na lądzie	0,1	1,7	10,9	15,8	28,6	47,4	59,2	69,5
Energia wiatru na morzu	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,7	45,5	67,4
Energia słoneczna	0,0	0,0	0,1	2,0	15,3	24,6	33,9	43,1
Energia geotermalna	0,0	0,0	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	6,9	17,8
Pozostałe***	0,7	1,1	1,0	1,5	2,5	2,4	2,2	1,8
Magazyny (Baterie)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,1	5,7	13,5
Razem	157,3	158,2	165,1	158,2	180,2	192,6	228,3	307,9

* Łącznie z gazem koksowniczym i wielkopieczowym

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

*** Nieorganiczne odpady przemysłowe i komunalne

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



Rysunek 3.5. Produkcja energii elektrycznej brutto w Polsce z podziałem na paliwa (scenariusz WAM)

*Łącznie z gazem koksowniczym i wielkopieczowym

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

***Odpady przemysłowe i komunalne

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. na zlecenie MKiŚ

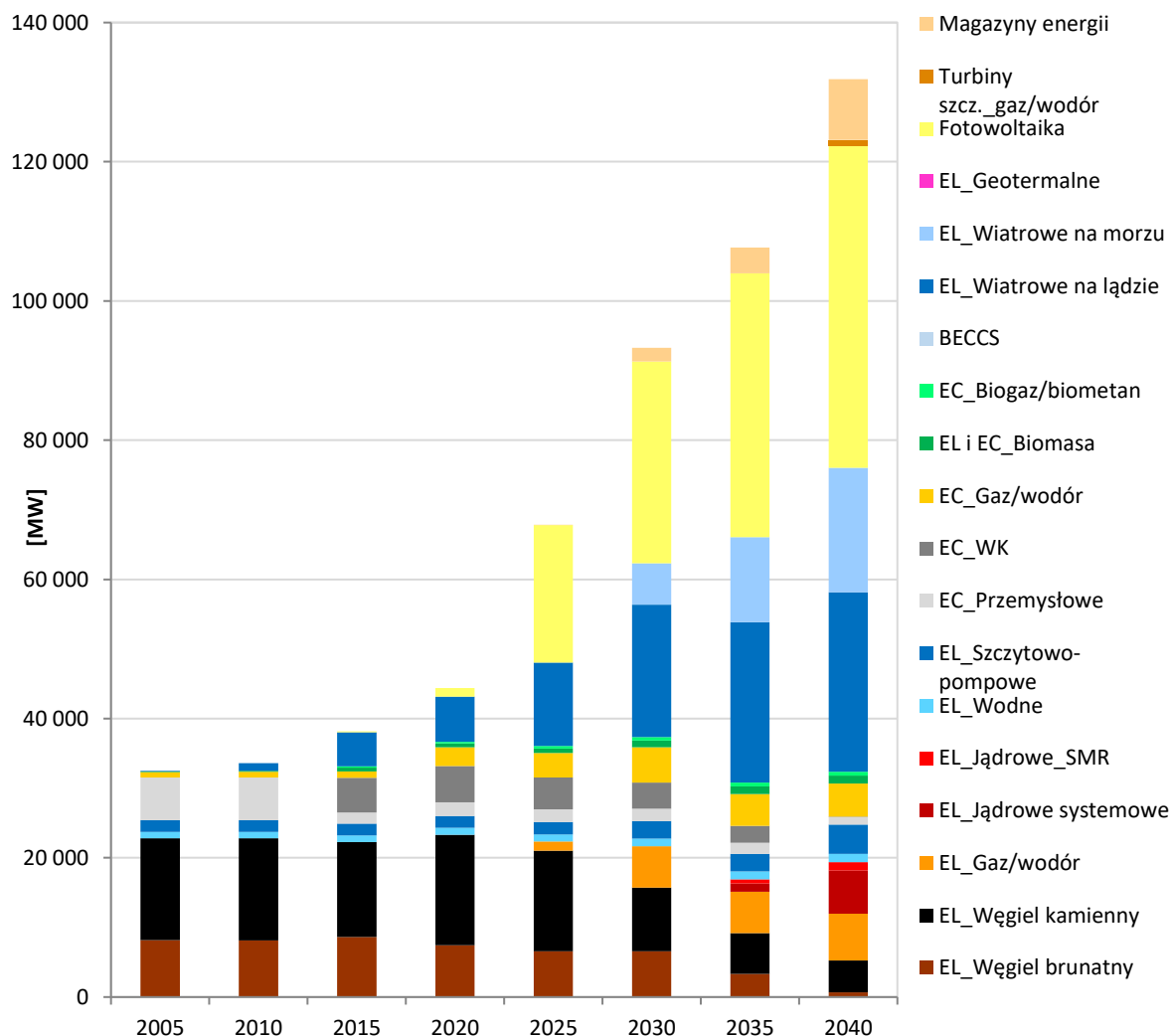
3.8. Zdolności wytwórcze energii elektrycznej z podziałem na źródła

Omówione w poprzednim punkcie raportu poziomy produkcji energii elektrycznej są pochodną określonej w modelu MESSAGE optymalnej struktury mocy wytwórczych w systemie. Dobór jednostek wytwarzania został przeprowadzony w oparciu o kryterium najniższych kosztów systemowych w całym rozpatrywanym okresie czasowym, przy uwzględnieniu ograniczeń natury technicznej, regulacyjnej i środowiskowej. Wyniki obliczeń przedstawiono w (Tabela 3.9 i Rysunek 3.6), i wskazują one na istotny wzrost mocy osiągalnej netto w systemie ogółem (z 45 GW w 2020 r. do 96 GW w 2030 r. oraz 136 GW w 2040 r.). Wzrost ten jest wywołany głównie znaczącym przyrostem mocy charakteryzujących się niskimi wskaźnikami mocy zainstalowanej (PV, wiatrowe). Moce elektrowni wiatrowych na lądzie wzrastają z poziomu 6,5 GW w 2020 r. do 19 GW w 2030 r. oraz ok. 26 GW w 2040 r. Istotnym komponentem wchodzącym w skład przyszłego miks energetycznego będzie także energetyka wiatrowa na morzu. Do końca 2030 r. założono instalację ok. 6 GW, a w perspektywie 2040 r. ok. 18 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. 65% w 2020 r. do 21% w 2030 r. Natomiast w 2040 r. jednostki oparte na węglu odgrywają marginalną rolę. Jednocześnie, wzrasta wyraźnie udział źródeł odnawialnych (wzrost udziału z 24% w 2020 r. do 56% w 2030 r. oraz do ok. 69% w 2040 r.). W strukturze mocy wytwórczych od 2035 r. pojawiają się bloki jądrowe (łącznie 6 bloków wielkoskalowych potencjalnie w technologii amerykańskiej/francuskiej) oraz dwa bloki APR-1400 w 2039 i 2041 r. w technologii koreańskiej. Ze względu na duże zainteresowanie rynkowe, w bilansie uwzględniono także moce zainstalowane w małych reaktorach jądrowych. Pierwsze moce SMR są widoczne dopiero po 2035 r. Łączna moc wszystkich bloków jądrowych na koniec prognozy wynosi ok. 7,4 GW w 2040 r.

Tabela 3.9. Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii (scenariusz WAM) [MW]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
EL_Węgiel brunatny	8 197	8 145	8 643	7 445	6 566	6 566	3 344	683
EL_Węgiel kamienny	14 613	14 655	13 617	15 889	14 465	9 136	5 847	4 572
EL_Gaz/wodór	0	0	0	0	1 332	5 957	5 957	6 703
EL_Jądrowe systemowe	0	0	0	0	0	0	1 170	6 225
EL_Jądrowe_SMR	0	0	0	0	0	0	600	1 200
EL_Wodne	914	935	964	987	1 008	1 118	1 148	1 178
EL_Szczytowo-pompowe	1 679	1 679	1 705	1 705	1 767	2 510	2 510	4 235
EC_Przemysłowe	6 140	6 126	1 605	1 945	1 814	1 755	1 608	1 110
EC_WK			4 968	5 226	4 578	3 757	2 403	19
EC_Gaz/wodór	760	807	928	2 688	3 515	5 071	4 581	4 760
EL i EC_Biomasa	102	140	513	534	669	983	1 116	1 145
EC_Biogaz/biometan			216	241	362	509	526	519
BECCS	0	0	0	0	0	0	0	0
EL_Wiatrowe na lądzie	121	1 108	4 886	6 499	11 996	19 028	23 042	25 816
EL_Wiatrowe na morzu	0	0	0	0	0	5 927	12 233	17 883
EL_Geotermalne	0	0	0	0	0	0	0	0
Fotowoltaika	0	0	108	1 229	19 726	28 976	37 901	46 293
Turbiny szcz_gaz/wodór	0	0	0	0	0	0	0	805

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Magazyny energii	0	0	0	0	50	1975	3690	8706
DSR/import mocy	0	0	150	615	1788	2864	3524	3874
Razem	32526	33594	33118	39535	69634	96131	111201	135724



Rysunek 3.6. Moc osiągalna źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii (scenariusz WAM)

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

W 2030 r. moce oparte na węglu kamiennym (elektrownie i elektrociepłownie) wynosić będą ok. 13 GW, natomiast na węglu brunatnym 6,6 GW, co łącznie stanowić będzie ok. 20% w strukturze KSE. W kolejnej dekadzie następować będzie dalsza sukcesywna redukcja mocy węglowych, prowadząca do tego, że w 2040 r. stanowić będą one niecałe 4% mocy osiągalnej w KSE. W 2040 r. moce na węgiel kamienny

wynosić będą ok. 5 GW, na co składać się będą elektrownie o aktualnie najlepszych parametrach. W perspektywie do 2040 r. moce na węgiel brunatny ulegać będą redukcji do poziomu ok. 0,7 GW.

Harmonogram wycofań jednostek opalanych węglem brunatnym oraz brak opłacalności inwestowania w nowe moce wytwórcze powoduje, że po 2030 r. następuje dynamiczny proces zmniejszania mocy zainstalowanej w tej technologii w KSE, co jednocześnie przekłada się na znaczący spadek produkcji energii elektrycznej ze źródeł bazujących na tym paliwie, opisany w poprzednim podrozdziale.

4. Wymiar „wewnętrzny rynek energii”

4.1. Rozwój połączeń transgranicznych - prognoza

Podstawowe informacje na temat obecnej i prognozowanej sytuacji w zakresie połączeń wzajemnych, przedstawiono w tabeli (Tabela 4.1). Sumaryczna moc na wszystkich połączeniach transgranicznych w 2020 r. wyniosła ok. 11 849 MW w sezonie zimowym i 11 468 MW w sezonie letnim.

Tabela 4.1. Transgraniczna przepustowość połączeń międzysystemowych energii elektrycznej na występujących i planowanych połączeniach [MW]

	Połączenie	2005	2010	2015	2020	2025	2030-2040
Niemcy	Krajnik-Vierraden	592	592	592	2078	3492/2744	3492/2744
Niemcy	Mikulowa-Hagenverder	2730	2730	2730	2640	2640	2640
Czechy	Wielopole/Dobrzeń - Nosovice/Albrechtice	2772/2480	2772/2480	2772/2480	2772/2480	2772/2480	2772/2480
Czechy	Kopanina/Bujaków-Liskovec	800/794	800/794	800/794	800/794	800/774	800/774
Słowacja	Krosno Iskrzynia-Lemšany	2078	2078	2078	2078	2772	2772
Szwecja	Słupsk-Stärno	600	600	600	600	600	600
Ukraina	Rzeszów - Chmielnicka	0	0	0	0	1039	1039
Ukraina	Zamość - Dobrotwór	381/310	381/310	381/310	381/310	265/248	265/248
Litwa	Etk-Alytus	0	0	488	488	0	0
Litwa	Żarnowiec-Darbenai lub Etk Gizai (Harmony Link)	0	0	0	0	0	700
SUMA		9953/9584	9953/9584	10441/10072	11849/11468	14380/13297	15080/13997

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

Źródło: PSE S.A., Opracowanie własne ARE S.A. na zlecenie MKiŚ

Transgraniczna infrastruktura elektroenergetyczna pozwala na realizację handlu transgranicznego energią elektryczną oraz na współpracę międzyoperatorską, także w sytuacjach awaryjnych. Cechą pracy systemów elektroenergetycznych, szczególnie w dobie dynamicznego rozwoju źródeł odnawialnych, jest okresowe występowanie nadwyżek lub niedoborów energii, co prowadzić może między innymi do ograniczeń w przesyłach energii elektrycznej i wymiany handlowej pomiędzy sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi. Ograniczenia w przesyłach mogą być także związane z pracami remontowymi, awariami sieciowymi czy ograniczeniami wprowadzanymi przez operatorów systemów przesyłowych w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci. W poniższej tabeli (Tabela 4.2) przedstawione zostały zdolności przesyłowe netto (całkowite zdolności przesyłowe pomniejszone o margines bezpieczeństwa wyznaczany przez operatora systemu przesyłowego).

Tabela 4.2. Zdolności przesyłowe netto połączeń międzysystemowych energii elektrycznej na istniejących i planowanych połączeniach [MW]

	2010	2015	2020	2025	2030-2040
PL→DE/CZ/SK	900	1000	3899/3847	3899/3847	3899/3847
DE/CZ/SK→PL	0	0	3890	4758/4632	4758/4632
PL→SE	100	100	600	600	600
SE→PL	600	600	600	600	600
PL→UA	0	0	0	425	425
UA→PL	220	220	220	365/348	365/348
PL→LT	0	500	500	0	700
LT→PL	0	500	500	0	700
PL export	1000	1600	4999/4947	4924/4872	5624/5572
PL import	820	1320	5210/5158	5723/5580	6423/6280

*sezon zimowy/sezon letni

Źródło: PSE

W uzgodnionych w dniu 24 października 2014 r. przez Radę Europejską ramach polityki energetyczno-klimatycznej znalazła się m.in. kwestia elektroenergetycznych połączeń systemowych, dla których przyjęto docelowy poziom przepustowości na rok 2030 w wysokości 15%. Ponadto, w *Dyrektywie 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotyczącej działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych*²⁶, ustanowiono środki służące zagwarantowaniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, tak aby zapewnić właściwe funkcjonowanie rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz odpowiedniego zakresu połączeń międzysystemowych między państwami członkowskimi i równowagę między popytą a popytem. W dyrektywie tej zapisano: „(13) Rada Europejska w Barcelonie w dniach 15 i 16 marca 2002 r. uzgodniła poziom przesyłowych połączeń międzysystemowych pomiędzy Państwami Członkowskimi. (...) Istnienie odpowiedniej fizycznej zdolności przesyłowej połączeń międzysystemowych, niezależnie od tego, czy są to połączenia transgraniczne, czy nie, jest sprawą kluczową, ale nie jest warunkiem wystarczającym dla pełnego rozwoju konkurencji. (...)”

Współczynnik połączeń międzysystemowych* wyznaczany jest jako iloraz zdolności przesyłowych netto połączeń międzysystemowych w kierunku importu oraz całkowitej mocy zainstalowanej netto w krajowym systemie elektroenergetycznym. Zgodnie z przytoczoną definicją, stopień połączeń międzysystemowych wyniósł w 2020 r. ok. 12,6%. W scenariuszu WAM poziom tego wskaźnika wynosi w 2030 r. 5,9% a w 2040 3,8% (Tabela 4.3). Wskaźnik ten ulega obniżeniu w czasie, ponieważ bardzo szybko przyrasta ilość mocy zainstalowanej w systemie (głównie OZE).

Tabela 4.3. Poziom połączeń międzysystemowych

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Moc zainstalowana [MW]	33 200	37 290	39 535	69 634	96 131	111 201	135 724
NTC import/eksport [MW]	820/ 1000	1320/ 1600	5210/ 4999	5723/ 4924	6423/ 5624	6423/ 5624	6423/ 5624
Wskaźnik połączeń import/eksport [%]	2,5/ 3,0%	3,5/ 4,3	13,2/ 12,6	8,2/ 7,1	6,7/ 5,9	5,8/ 5,1	4,1/ 4,7

Źródło: Prognozy ARE S.A. i PSE S.A

²⁶ Dz. Urz. UE L 33 z 04.02.2006, str. 22

* współczynnik przepustowości (ang. interconnectivity)

4.2. Rynek energii elektrycznej i gazu ziemnego, ceny energii

Szczegółowy opis rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego oraz ceny energii zostały zamieszczone w Raporcie dotyczącym scenariusza WEM sekcji „Wewnętrzny rynek energii”.

Prognozowane koszty wytwarzania energii elektrycznej i wodoru

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

Tabela 4.4. Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej [EUR'2020/MWh] – scenariusz WAM

Rok	Koszt kapitałowy	Koszt stały O&M	Koszt zmienny O&M	Koszt paliwa	Koszt emisji CO ₂	Koszt wytwarzania e.e.
2020	18,6	13,9	3,7	21,9	18,5	76,7
2025	26,7	15,2	3,2	36,0	50,5	131,6
2030	43,0	18,8	2,5	24,8	24,8	113,9
2035	48,9	18,3	1,8	24,6	12,2	105,8
2040	49,6	16,3	1,4	15,2	5,9	88,5

Źródło: opracowanie własne ARE S.A. na zlecenie MKiŚ

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

Tabela 4.5. Jednostkowe koszty wytwarzania „zielonego wodoru” [EUR'2020/kg] – scenariusz WAM

	2025	2030	2035	2040
Koszt wytwarzania H ₂	6,8	5,7	4,4	3,3

Źródło: opracowanie własne ARE S.A. na zlecenie MKiŚ

Ceny energii elektrycznej w podziale na sektory

Projekcje cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych powstały na bazie uśrednionych kosztów wytwarzania energii elektrycznej zaprezentowanych w poprzednim podpunkcie. Poza kosztami wytwarzania (obejmującymi koszty inwestycyjne, koszty stałe, zmienne i środowiskowe), uwzględnione zostały również koszty związane z koniecznością utrzymania odpowiednich rezerw mocy i elastyczności systemu, a także opłaty przesyłowe i dystrybucyjne (w których ważnym komponentem są koszty inwestycji w rozwój i modernizację infrastruktury sieciowej) oraz stosowany obecnie sposób opodatkowania.

Tabela 4.6 przedstawia projekcje cen energii elektrycznej dla dwóch grup odbiorców końcowych – gospodarstw domowych i przemysłu. Zaprezentowane ceny są cenami uśrednionymi, zawierającymi podatki (w obliczeniach przyjęto wysokość akcyzy na poziomie 0,02 PLN/kWh w cenach bieżących oraz podatku VAT na poziomie 23% w całym horyzoncie prognozy). Zgodnie z uzyskanymi wynikami przewiduje się stopniowy wzrost cen energii elektrycznej w rozpatrywanych grupach odbiorców końcowych. Głównym czynnikiem determinującym prognozowany wzrost są rosnące w czasie koszty zakupu uprawnień do emisji GHG oraz koszty rozwoju technologii bezemisyjnych i infrastruktury sieciowej.

Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych nie zawierają podatku VAT, ponieważ jest on refundowany przez Skarb Państwa.

Tabela 4.6. Ceny energii elektrycznej z podziałem na sektor [EUR'2020/kWh] – scenariusz WAM

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Gospodarstwa domowe	0,120	0,152	0,158	0,149	0,222	0,204	0,197	0,191
Przemysł	0,069	0,105	0,086	0,094	0,150	0,134	0,127	0,121
Usługi	b.d.	b.d.	0,141	0,129	0,206	0,185	0,174	0,172

Źródło: ARE S.A.

Krajowe ceny detaliczne paliw

W symulacjach modelowych rozróżniano ceny paliw dla przemysłu, energetyki i gospodarstw domowych zgodnie z podziałem obowiązującym w statystyce Międzynarodowej Agencji Energii²⁷. Projekcje cen gazu ziemnego, węgla i produktów ropopochodnych bazują na trendach światowych cen nośników energii, przyjętych w formie założeń do analizy. Przyjęto niezmienny w czasie sposób i poziom opodatkowania. Zaprezentowane projekcje nie można traktować jako prognozy przyszłości, a jedynie szacunkowe wartości powiązane z przyjętymi założeniami dla scenariusza WAM.

Tabela 4.7. Krajowe ceny detaliczne paliw – gaz ziemny [EUR'2020/ktoe] scenariusz WAM

Rok	Gaz ziemny [EUR'2020/ktoe]						
	Przemysł (Cena ogółem)	Przemysł (Akcyza)	Przemysł (VAT)	Energetyka (Cena ogółem)	Gospodarstwa domowe (Cena ogółem)	Gospodarstwa domowe (Akcyza)	Gospodarstwa domowe (VAT)
2005	222 523	0	0	183 679	438 998	0	79 071
2010	397 855	0	0	255 244	676 198	0	121 843
2015	356 388	2 969	0	249 909	667 438	0	125 300
2020	212 755	2 665	0	167 461	614 107	0	114 833
2025	412 743	2 665	0	326 871	653 073	0	122 119
2030	353 615	2 665	0	279 739	558 907	0	104 511
2035	353 615	2 665	0	279 739	558 907	0	104 511
2040	350 232	2 665	0	277 043	553 519	0	103 504

Źródło: Opracowanie własne ARE SA, „Energy prices and taxes”, MAE (2023)

Tabela 4.8. Krajowe ceny detaliczne paliw – węgiel kamienny energetyczny i koksujący [EUR'2020/ktoe] scenariusz WAM

Rok	Węgiel kamienny energetyczny [EUR'2020/ktoe]					Węgiel koksujący [EUR'2020/ktoe]
	Przemysł (Cena ogółem)	Energetyka (Cena ogółem)	Gospodarstwa domowe (Cena ogółem)	Gospodarstwa domowe (Akcyza)	Gospodarstwa domowe (VAT)	Przemysł (Cena ogółem)
2005	101 014	92 230	233 527	0	42 093	162 098
2010	154 295	136 006	314 476	0	56 701	235 307
2015	123 339	111 140	333 721	0	62 408	145 091
2020	135 985	112 223	407 637	0	76 225	148 969
2025	138 104	113 972	413 989	0	77 413	151 290
2030	138 104	113 972	413 989	0	77 413	151 290
2035	138 104	113 972	413 989	0	77 413	151 290
2040	136 928	113 001	410 465	0	76 754	150 002

Źródło: Opracowanie własne ARE SA, „Energy prices and taxes”, MAE (2023)

²⁷ „Energy prices and taxes”, MAE

Tabela 4.9. Krajowe ceny detaliczne paliw – lekki olej opałowy i olej napędowy [EUR'2020/ktoe] scenariusz WAM

Rok	Lekki olej opałowy [EUR'2020/ktoe]					Olej napędowy [EUR'2020/ktoe]				
	Przemysł (Cena ogółem)	Przemysł (Akcyza)	Gosp. domowe (Cena ogółem)	Gosp. domowe (Akcyza)	Gosp. domowe (VAT)	Zastos. komercyjne (Cena ogółem)	Zastos. komercyjne (Akcyza)	Zastos. niekomercyjne (Cena ogółem)	Zastos. niekomercyjne (Akcyza)	Zastos. niekomercyjne (VAT)
2005	643054	83012	835468	83012	150705	1081704	425800	1319693	425800	237989
2010	766013	78326	974572	78326	175895	1185133	435419	1445861	435419	260844
2015	703809	68905	901654	68905	168698	1087511	435933	1337638	435933	250086
2020	652048	60650	989613	60650	184997	952876	387653	1172037	387653	358729
2025	918905	60650	1364094	60650	255002	1267395	400000	1558896	400000	291501
2030	746450	60650	1122088	60650	209762	1192133	400000	1466323	400000	274191
2035	716623	60650	1080231	60650	201937	1163396	400000	1430977	400000	267581
2040	688398	60650	1040624	60650	194533	1134660	400000	1395631	400000	260972

Źródło: Opracowanie własne ARE SA, MAE - „Energy prices and taxes 2023”

Tabela 4.10. Krajowe ceny detaliczne paliw – benzyna i LPG [EUR'2020/ktoe] scenariusz WAM

Rok	Benzyna [EUR'2020/ktoe]			LPG [EUR'2020/ktoe]			
	Zastos. niekomercyjne (Cena ogółem)	Zastos. niekomercyjne (Akcyza)	Zastos. niekomercyjne (VAT)	Zastos. komercyjne (Cena ogółem)	Zastos. niekomercyjne (Cena ogółem)	Zastos. niekomercyjne (Akcyza)	Zastos. niekomercyjne (VAT)
2005	1527427	601250	275557	738996	902039	216586	162560
2010	1649404	601302	297387	830577	1013304	208896	182841
2015	1476733	532488	282675	641747	789349	187389	147579
2020	1245437	470382	394638	589013	1098030	168221	205323
2025	1640947	490000	306844	830073	1462729	168221	273518
2030	1560914	490000	291878	674290	1227045	168221	229447
2035	1530355	490000	286164	647346	1186281	168221	221825
2040	1499797	490000	280450	621849	1147708	168221	214612

Źródło: Opracowanie własne ARE SA, MAE - „Energy prices and taxes 2023”

4.3. Koszty inwestycji związanych z energią

Nakłady inwestycyjne na rozwój infrastruktury w sektorze elektroenergetycznym

Prognozowane nakłady inwestycyjne na odtworzenie wycofywanych oraz budowę nowych jednostek wytwórczych oraz prace modernizacyjne przedstawiono w tabeli poniżej (Tabela 4.11). Nakłady inwestycyjne na źródła w elektroenergetyce wyznaczono na podstawie wyników modelu MESSAGE przy uwzględnieniu jednostkowych nakładów inwestycyjnych przedstawionych w części założeniowej pracy w rozdziale powyżej.

Oszacowane łączne potrzeby inwestycyjne w sektorze wytwórczym (Tabela 4.11), niezbędne do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej - przy jednoczesnym spełnieniu zastrzonych wymogów ochrony środowiska wynoszą ok. 320 mld PLN'2020 w latach 2021-2030 r., a w okresie 2021-2040 r. - 788 mld PLN'2020.

Tabela 4.11. Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze wytwórczym w latach 2021-2040* [mld PLN'2020]

Sektor wytwarzania	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2021-2040
Inwestycje w sektorze wytwarzania energii elektrycznej [mld PLN'2020]					
Łącznie	126,9	193,2	187,0	280,9	788,0

Sektor wytwarzania	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2021-2040
Elektrownie	113,0	163,9	168,4	237,8	683,1
Elektrociepłownie	13,5	13,4	2,0	3,2	32,1
Magazyny en.	0,3	14,6	6,6	25,7	47,2
Elektrolizery	0,0	1,4	10,1	14,1	25,6
W tym paliwa:					
Węgiel	16,7	0,0	0,0	0,0	16,7
Gaz ziemny/Wodór	8,9	24,9	1,5	5,5	40,7
Jądrowe	0,0	0,0	40,7	122,6	163,3
Źródła odnawialne	98,7	150,4	128,0	113,0	490,1
- Wodne (bez pomp.)	0,3	1,3	0,4	0,4	2,3
- Wiatrowe	33,1	111,9	98,7	88,1	331,7
- Fotowoltaiczne	62,0	30,9	26,0	20,9	139,8
- Biomasa	1,4	3,7	1,9	1,6	8,6
- Biogaz	2,0	2,6	1,0	2,1	7,7
- Geotermalne	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Inne paliwa	2,2	2,0	0,2	0,0	4,4
Magazyny energii, elektrolizery	0,4	15,9	16,7	39,8	72,8
Inwestycje w ciepłownię** [mld. PLN'2020]					
Kotły ciepłownicze	2,3	2,5	2,0	2,8	9,7
Pompy ciepła	0,2	1,7	6,3	10,0	18,3
Ciepłownie geotermalne	0,7	0,8	0,8	1,2	3,4
Kolektory słoneczne	0,0	0,2	0,7	0,6	1,6
Magazyny ciepła	0,2	0,4	0,3	0,2	1,1
Modernizacja	1,4	0,0	0,0	0,0	1,4
Łącznie	4,8	5,6	10,2	14,8	35,5

*nakłady inwestycyjne overnight (bez kosztów kapitału IDC)

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

Źródło: Szacunki ARE S.A.

Prognozowane nakłady inwestycyjne w podsektorze przesyłu i dystrybucji są to koszty rozbudowy lub wzmocnienia sieci związane z wprowadzeniem nowej mocy do systemu. Ocena wielkości tychże kosztów jest zadaniem trudnym, gdyż koszt modernizacji sieci zależy od stanu istniejącej infrastruktury, lokalizacji źródeł oraz rodzaju technologii, terenu, długości i mocy znamionowej linii elektroenergetycznych. Ogólnie rzecz biorąc, im bardziej zdecentralizowany jest system elektroenergetyczny, tym większe jest zapotrzebowanie na wzmocnienie sieci dystrybucyjnej, a tym samym większe związane z tym koszty.

Dla potrzeb niniejszej analizy zastosowano oszacowanie bazujące na przyjętych jednostkowych kosztach inwestycyjnych dla sieci przesyłowej (WN) oraz dla sieci dystrybucyjnych (SN i NN), wyrażonych w mln EUR/MW dodatkowej mocy jednostek wytwórczych podłączonych do odpowiedniej sieci. Jednostkowe inwestycyjne koszty sieciowe przyjęto wg danych literaturowych. Oszacowane w ten sposób nakłady inwestycyjne w podsektorze przesyłu i dystrybucji w okresie 2021-2040 przedstawiono poniżej w tabeli (Tabela 4.12).

Tabela 4.12. Prognozowane nakłady inwestycyjne w podsektorze przesyłu i dystrybucji [mld PLN'2020]

Przesył i dystrybucja	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2021-2040
Łącznie	19,1	116,4	81,7	71,0	288,2

Przesył i dystrybucja	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2021-2040
Sieć przesyłowa	8,4	34,7	28,4	28,9	100,4
Sieć dystrybucyjna	10,7	81,7	53,3	42,2	187,8

Źródło: Szacunki własne ARE S.A

Bazując na przytoczonych powyżej szacunkach, potrzeby inwestycyjne na rozwój krajowej sieci elektroenergetycznej w okresie 2021-2040 wynoszą ok. 288 mld PLN'2020, z czego ok. 65% to nakłady na rozwój sieci dystrybucyjnej.

Nakłady inwestycyjne na rozwój infrastruktury w sektorze gazowym

Rozbudowa infrastruktury przesyłowej gazu ziemnego, w szczególności połączeń międzysystemowych, miała na celu dywersyfikację kierunków zaopatrzenia w paliwo gazowe oraz podniesienie bezpieczeństwa energetycznego kraju.

W Krajowym Dziesięcioletnim Planie Rozwoju Systemu Przesyłowego Gazu na lata 2024-2033, wymieniono 140 przedsięwzięcia inwestycyjne. Zdecydowaną większość tych inwestycji, można zakwalifikować do kategorii rozbudowy i modernizacji gazociągów systemowych:

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

Natomiast w perspektywie do końca 2023 r. realizowano inwestycje przy wsparciu Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2014-2020 (POIiŚ 2014-2020).

Tabela 4.13. Projekty infrastruktury przesyłowej gazu zrealizowane przy wsparciu POIiŚ 2014-2020

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

1) Realizacja projektu zostanie zakończona w 2024 r.

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

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

W Polsce funkcjonuje 50 koncesjonowanych dystrybutorów gazu ziemnego. Zdecydowana większość, to lokalni dystrybutorzy na terenie zakładu przemysłowego. Największym dystrybutorem gazu w Polsce jest firma Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o. o., należąca do GK ORLEN. W *Planie Rozwoju Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. na lata 2024-2028* przedstawiono ponad 1000 przedsięwzięć inwestycyjnych mających na celu rozbudowę sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego, przyłączanie nowych odbiorców do sieci oraz modernizację istniejącej infrastruktury. Szacowane nakłady inwestycyjne na realizację tego planu wynoszą około **3 mld PLN** rocznie.

W tabeli (Tabela 4.14) zaprezentowano prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorach paliwowo-energetycznych w podziale na sektory.

Tabela 4.14. Nakłady inwestycyjne w sektorach paliwowo-energetycznych w podziale na sektory [mln PLN'2020] dla scenariusza WAM

Sektor		2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	suma
Łączne nakłady inwestycyjne		647 898	773 412	664 637	680 448	2 766 395
Przemysł		31 493	26 711	28 860	28 860	115 924
Transport		185 308	150 853	111 000	88 800	535 961
Gospodarstwa domowe		74 290	93 981	69 237	48 103	285 612
Usługi		8 329	6 975	5 958	5 754	27 017
Rolnictwo		20 779	18 888	17 192	15 682	72 541
Sektor energetyczny	produkcja energii elektrycznej	126 873	193 224	187 031	280 861	787 989
	przesył i dystrybucja energii elektrycznej	19 092	116 417	81 696	71 040	288 245
Sektor ciepłowniczy	Produkcja ciepła	4 804	5 643	10 230	14 807	35 484
	Dystrybucja ciepła	35 520	48 840	48 840	44 400	177 600
Sektor gazowy (w tym biometan)		88 800	65 268	44 400	35 520	233 988
Sektor paliw płynnych		44 071	44 391	44 653	35 520	168 636
Górnictwo		8 538	2 220	15 540	11 100	37 398

** nakłady inwestycyjne bez uwzględnienia kosztów kapitału

5. Skutki planowanych polityk i środków dla systemu energetycznego oraz emisji i pochłaniania GHG, a także emisji zanieczyszczeń

5.1. Ocena wzajemnego wpływu istniejących i planowanych polityk i środków oraz pomiędzy tymi politykami i środkami a środkami polityki Unii w dziedzinie klimatu i energii

W Polsce działania w zakresie polityki dot. energii i klimatu są opracowywane i przyjmowane biorąc pod uwagę istniejące i planowane rozwiązania na forum UE oraz sposób ich implementacji w specyficznych uwarunkowaniach krajowych. Działania wskazane w aKPEiK, czyli działania wdrażane i działania nowe tj. planowane do wdrożenia we wszystkich pięciu wymiarach unii energetycznej, obejmują również implementację regulacji UE, w tym działania dotyczące wkładu Polski w osiągnięcie celów polityki UE w zakresie energii i klimatu. Zapewnią one, że Polska będzie brała udział we wspólnym wysiłku i odpowiednio (do swoich możliwości) przyczyni się do realizacji wspólnych celów UE w tym zakresie.

Planowane działania ujęte w aKPEiK stanowią odpowiedź na najnowsze zmiany w regulacjach UE, tj. wynikające przede wszystkim z pakietu „Fit for 55”. Stanowią one także rozbudowanie lub uzupełnienie już istniejących działań, wdrażanych na mocy dotychczasowych regulacji prawnych i mających na celu

zapewnienie realizacji celów w zakresie energii i klimatu na poziomach wcześniej obowiązujących (przed pakietem „Fit for 55”).

W zakresie celu dot. ograniczania emisji GHG w sektorach poza systemem EU ETS, czyli realizacji celu wynikającego z rozporządzenia ESR²⁸, planowane są działania prowadzące do dalszego ograniczania emisji GHG z tych sektorów, w tym zwłaszcza z transportu drogowego, sektora komunalno-bytowego i rolnictwa. Planowane działania umożliwią dalsze redukcje emisji w GHG obszarze non-ETS o ok. 7,5 mln t CO₂ ekw. w 2030 r., w sumie redukcja w 2030 r. mogą osiągnąć -18,2% w porównaniu do poziomu emisji w 2005 r. Kluczowe planowane działania obejmują dalszy rozwój nisko- i zeroemisyjnego transportu, w tym zwłaszcza e-mobilności, dalsze wspieranie wykorzystania czystych technologii produkcji energii, w tym OZE w sektorze komunalno-bytowym a w sektorze rolnictwa wdrażanie rozwiązań promowanych w WPR 2023-2027.

W odpowiedzi na reformę systemu EU ETS poprzez nowelizację dyrektywy ETS z 2023 r. (dyrektywa (UE) 2023/958²⁹, dyrektywa (UE) 2023/959) i przyjęcie na forum UE innych regulacji dot. funkcjonowania systemu EU ETS (rozporządzenie (UE) 2023/957³⁰, decyzja 2023/852³¹), przepisy w tym zakresie będą transponowane do polskiego porządku prawnego poprzez nowelizację odpowiednich przepisów, w tym ustawy z dnia 15 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

W zakresie rozwoju OZE, dodatkowe planowane działania to odpowiedź na nowelizację dyrektywy OZE tj. przyjęcie dyrektywy (UE) 2023/2413, tzw. RED III³², w tym wskazane w niej cele udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto, a także w ciepłownictwie i chłodnictwie oraz transporcie. Nowe działania dotyczą przede wszystkim dalszego rozwoju i wspierania (przez odpowiednie systemy – instrumenty finansowe) wykorzystania biomasy stałej i biogazu, energetyki wiatrowej, w tym na morzu a także energii słonecznej i pomp ciepła. Umożliwią one znaczący wzrost udziału OZE do 2030 r. (wg sc. WAM 32,6% w 2030 r. w odniesieniu do finalnego zużycia energii brutto).

W obszarze poprawy efektywności energetycznej, planowane są działania prowadzące do dalszych oszczędności zużycia energii finalnej i pierwotnej, zgodnie z wymaganiami najnowszej dyrektywy UE w tym zakresie (tj. dyrektywy (UE) 2023/1791³³). Działania te obejmują przede wszystkim kontynuację już wdrażanych działań (system świadectw efektywności energetycznej, tzw. białych certyfikatów) oraz alternatywne środki wskazane w aKPEiK (np. Program Termo). Wg sc. WAM oszczędność energii w stosunku do sc. WEM w 2030 r. może wynieść 3911 ktoe dla energii pierwotnej i 2770 ktoe dla energii finalnej.

²⁸ rozporządzenie PE i Rady (UE) 2023/857 z dnia 19 kwietnia 2023 r. zmieniające rozporządzenie (UE) 2018/842 w sprawie wiążących rocznych redukcji emisji gazów cieplarnianych przez państwa członkowskie od 2021 r. do 2030 r. przyczyniających się do działań na rzecz klimatu w celu wywiązania się z zobowiązań wynikających z porozumienia paryskiego oraz zmieniające rozporządzenie (UE) 2018/1999, (Dz.U. L 111 z 26.4.2023)

²⁹ dyrektywa PE i Rady (UE) 2023/959 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz decyzję (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, (Dz.U. L 130 z 16.5.2023)

³⁰ rozporządzenie PE i Rady (UE) 2023/957 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniające rozporządzenie (UE) 2015/757 w celu włączenia transportu morskiego do unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji oraz monitorowania, raportowania i weryfikacji emisji dodatkowych gazów cieplarnianych i emisji z dodatkowych typów statków, (Dz.U. L 130 z 16.5.2023)

³¹ decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/852 z dnia 19 kwietnia 2023 r. w sprawie zmiany decyzji (UE) 2015/1814 w odniesieniu do liczby uprawnień, które mają zostać umieszczone w rezerwie stabilności rynkowej na potrzeby unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych do 2030 r., (Dz.U. L 110 z 25.4.2023)

³² dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652 (Dz. Urz. UE L z 31.10.2023)

³³ dyrektywa PE i Rady (UE) 2023/1791 dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955, (Dz. Urz. UE L 231 z 20.9.2023).

W wymiarze bezpieczeństwa energetycznego polityki i działania mają na celu przede wszystkim zapewnienie suwerenności energetycznej Polski, w tym dążenie do zapewnienia współczynnika niezależności energetycznej powyżej średniej UE. Przyczyni się do tego odpowiednio zdywersyfikowana struktura paliwowa zużycia energii pierwotnej i finalnej w gospodarce oraz zachowanie ograniczonego poziomu zależności importowej. Kluczowe polityki i działania, zgodnie z polityką UE, skupiają się na stopniowym zastępowaniu paliw kopalnych przez zeroemisyjne źródła energii, w tym rozwój energetyki jądrowej jak i dostępności paliwa wodorowego a także zapewnienia wsparcia dla regionów węglowych w procesie transformacji, czy też dywersyfikację dostaw gazu ziemnego i ropy naftowej.

W zakresie wymiaru dot. wewnątrzunijnego rynku energii kluczowe znacznie będą miały, zgodnie z regulacjami UE, działania ukierunkowane na zapewnienie odpowiedniego stanu i rozwoju infrastruktury energii elektrycznej, w tym sieci przesyłowych, dystrybucyjnych i połączeń transgranicznych. W kontekście infrastruktury gazowej kluczowe będzie utrzymanie połączeń międzysystemowych i terminalu LNG, jak i dalsza rozbudowa istniejącego gazowego systemu przesyłowego i dystrybucyjnego. Istotne znaczenie będzie też miał dalszy rozwój energetyki rozproszonej, w tym roli prosumentów i społeczności energetycznych, w celu wypełnienia wymagań dyrektywy RED III. Planowane działania, zgodnie z regulacjami UE (dyrektywa (UE) 2019/944, rozporządzenie (UE) 2018/1999, dyrektywa (UE 2023/1791)), będą także przyczyniać się do redukcji ubóstwa energetycznego.

Należy podkreślić, że istotne jest dążenie do osiągania pozytywnych interakcji pomiędzy poszczególnymi działaniami. Synergie i efekty uboczne mogą wspierać i przyspieszać osiągnięcie krajowych i europejskich celów w zakresie energii i klimatu. Należy zaznaczyć, że takie pozytywne relacje istnieją np. pomiędzy działaniami dot. rozwoju OZE (rozwój zeroemisyjnych źródeł energii), poprawy efektywności energetycznej (ograniczenie zużycie energii), poprawy bezpieczeństwa energetycznego (dywersyfikacja dostaw poprzez wzrost udziału mniej- i zero emisyjnych źródeł, w tym energii jądrowej) a redukcją emisji GHG, czyli realizacją celów redukcyjnych ustanowionych w rozporządzeniu ESR, jak i obniżaniu emisji w sektorach energetycznych objętych systemem EU ETS.

5.2. Skutki makroekonomiczne, środowiskowe, zdrowotne, skutki dla zatrudnienia i kształcenia, a także wpływ na umiejętności w tej dziedzinie i skutki społeczne

5.3. Założenia do analizy makroekonomicznej

Produkt Krajowy Brutto (PKB)

Uwzględniając potrzebę zachowania spójności i kompatybilności na potrzeby modelowania za bazowy przyjęto scenariusz makroekonomiczny odpowiadający scenariuszowi WEM, pokrywający się z tym, który wykorzystano do przygotowania projekcji zapotrzebowania na energię w Polsce w perspektywie 2040 r.³⁴ Scenariusz ten opracowano w oparciu o wytyczne Komisji Europejskiej (założenia do scenariusza Referencyjnego PRIMES2020). Do obliczeń modelowych przyjęto dynamikę zmian PKB przedstawioną w tabeli poniżej (Tabela 5.1). W całym okresie projekcji założone PKB wykazuje stały wzrost i jego wartość w 2040 r. jest 1,5 krotnie większe niż wartość bazowa w 2020 r.

Tabela 5.1. Produkt Krajowy Brutto Polski

2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
------	------	------	------	------	------	------	------

³⁴ Zob. rozdz. 4.1.2

PKB - dynamika [2020=100]	60,25	76,05	88,27	100,0	118,00	132,91	144,99	155,18
---------------------------	-------	-------	-------	-------	--------	--------	--------	--------

Źródło: Opracowano na podstawie danych EUROSTAT, PRIMES2020 Scenariusz Referencyjny

Liczba ludności i dynamika populacji w wieku produkcyjnym

Do analizy wykorzystano projekcję liczby ludności w Polsce zgodną z założeniami z rozdz. 1. Projekcja demograficzna zakłada spadek liczby ludności w 2040 r. o 3% w stosunku do 2020 r. (Tabela 5.2.). Przyjęte do obliczeń modelowych projekcje liczby ludności są wyższe od prezentowanych przez GUS, ponieważ szacunki Centrum Analiz Unii Metropolii Polskich wskazują na wyższe wartości od podawanych w oficjalnych statystykach, co wykorzystano do urealnienia ścieżki zmian³⁵. Tabela 5.2 przedstawia również zmiany liczby osób w wieku produkcyjnym, które zostały wyznaczone na bazie prognoz zmian populacji zgodnie z bazą danych ONZ³⁶.

Tabela 5.2. Prognozowana liczba ludności Polski oraz liczby ludności gotowej do pracy

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Liczba ludności [mln]	38,1	38,1	38,0	38,0	38,0	37,9	37,5	37,1
Populacja w wieku produkcyjnym [mln]	25,47	25,79	24,71	24,20	23,29	21,83	20,08	25,47
Dynamika zmian populacji w wieku produkcyjnym (2020=1)	1,052	1,066	1,021	1,000	0,962	0,902	0,830	1,052

Źródło: ARE S.A oraz wyliczenia IOŚ-PIB na podstawie wytycznych KE i prognoz GUS, ONZ

Dynamika cen paliw i energii

W ramach oceny skutków makroekonomicznych przyjęto takie same założenia odnośnie cen paliw, jakie były podstawą analiz energetycznych. Podejście takie jest konieczne dla zachowania spójności ocen makroekonomicznych z wynikami części dotyczącej popytu na energię. W obu scenariuszach założenia dotyczące cen paliw są zgodne z założeniami przyjmowanymi w modelach MESSAGE i MAED i zostały opisane w części prezentującej wyniki i założenia analiz energetycznych.

Innym istotnym elementem wsadowym dla analiz makroekonomicznych są ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, będące wynikiem analiz przeprowadzonych w części energetycznej. Poniżej przedstawiono wykorzystane w analizach makroekonomicznych dynamiki cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych (Tabela 5.3).

Tabela 5.3. Dynamiki cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych

	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna	1,00	1,62	1,49	1,36	1,29

Źródło: opracowanie własne ARE, IOŚ-PIB

Prognozy te pokazują znaczny wzrost cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych w perspektywie pierwszych kilku lat okresu objętego analizą. Po 2025 r. sytuacja na rynku energii zacznie się stabilizować, a w kolejnych latach ceny energii zaczną spadać. Prognozowana krzywa zmian cen to skutek nałożenia się kilku elementów. Z jednej strony początkowy wzrost cen jest wynikiem przede wszystkim rosnących cen uprawnień do emisji GHG, przy jednoczesnym znaczącym udziale źródeł opartych na paliwach węglowych w wytwarzaniu. W przyszłości udział węgla w generacji energii elektrycznej będzie spadał, co będzie prowadziło do znaczącego zmniejszenia udziału opłat za emisję w kosztach wytwarzania, pomimo wzrostu jednostkowych cen uprawnień do emisji. Jednocześnie należy oczekiwać, że z czasem także jednostkowe

³⁵ Zob. rozdz. 4.1.1

³⁶

link:

<https://population.un.org/dataportal/data/indicators/46/locations/616/start/1990/end/2100/table/pivotbylocati on?df=46372193-4018-4af8-9f0a-06428d6b6ef5>, stan na dzień 31.04.2024 r.

nakłady inwestycyjne nowoczesnych technologii będą się zmniejszać, co w przyszłości będzie łagodziło trudności związane ze znacznymi wydatkami na modernizację sektora. Oba te czynniki będą prowadziły w przyszłych latach do stopniowego spadku cen energii.

Dodatkowe nakłady inwestycyjne związane z wytwarzaniem i wykorzystaniem energii

Nakłady inwestycyjne są istotnym elementem wpływającym na ocenę skutków makroekonomicznych scenariuszy. Analizy modeli sektorowych wskazują, że w scenariuszu WEM łączne nakłady inwestycyjne na instalacje związane z wytwarzaniem i wykorzystaniem energii we wszystkich sektorach gospodarki w latach 2021-2040 osiągną ok. 2 358 mld PLN'2020. Kluczowe, z perspektywy wielkości nakładów inwestycyjnych w scenariuszu WEM będą: sektor wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej i ciepła odpowiadający za ok. 44% nakładów inwestycyjnych oraz sektor transportu odpowiadający za ok. 20% całkowitych nakładów.

Znaczny wzrost nakładów inwestycyjnych w sektorze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła związany jest przede wszystkim z intensywnym rozwojem źródeł odnawialnych oraz elektrowni jądrowych. Jednocześnie budowa tych źródeł oraz rosnący popyt na energię elektryczną wymuszają modernizację oraz rozwój infrastruktury przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej, gdzie skala inwestycji będzie także bardzo znacząca.

Transport będzie wymagał znacznych inwestycji, zarówno ze względu na modernizację floty pojazdów, jak i modernizację infrastruktury (kolejowej, drogowej oraz ładowania pojazdów elektrycznych).

Sektor gospodarstw domowych również będzie wymagał znaczących nakładów - wydatki w tym sektorze będą stanowić ok. 11% całkowitych nakładów inwestycyjnych w okresie 2021-2040 i związane będą przede wszystkim z modernizacją systemów grzewczych oraz termomodernizacją budynków.

Tabela 5.4. Nakłady inwestycyjne w scenariuszu WEM i WAM [mld PLN'2020]

	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2021-2040
WEM	638,3	673,5	554,6	491,6	2 358
WAM	647,9	773,4	664,6	680,4	2 766
Różnica	9,6	99,9	110,1	188,9	408

Źródło: opracowanie własne ARE, IOŚ-PIB

W scenariuszu WAM łączne nakłady inwestycyjne w okresie 2021-2040 będą wyższe o ok. 17% niż w scenariuszu WEM i wyniosą ok. 2 766 mld PLN'2020. Wzrost nakładów nastąpi w większości sektorów, ale najwyższy będzie w sektorze elektroenergetyki. Istotnie wzrosną także nakłady w transporcie i gospodarstwach domowych. Praktycznie nie zmieniają się natomiast nakłady w rolnictwie i w sektorze rafineryjnym.

Zużycie energii finalnej

W ocenie skutków makroekonomicznych uwzględniono zmianę finalnego zużycia energii, opierając się na prognozach energetycznych. W zużyciu finalnym będą następowały znaczące zmiany. Wskutek dalszej poprawy efektywności energetycznej, w scenariuszu WAM finalne zużycie energii zmniejszy się o ok. 3,5 Mtoe w roku 2040 w porównaniu do scenariusza WEM. W zakresie energii pierwotnej oszczędności będą wynosić odpowiednio 4,9 Mtoe w 2040 r.

Tabela 5.5. Porównanie zużycia energii pierwotnej i finalnej w scen. WEM i WAM [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Zużycie energii pierwotnej WAM	87 974	96 590	90 075	96 859	94 081	80 635	74 068	75 447
Zużycie energii pierwotnej WEM	87 974	96 590	90 075	96 859	94 440	84 547	80 041	80 342
Oszczędność energii pierwotnej	-	-	-	-	359	3 911	5 973	4 895

Finalne zużycie energii WAM	58 487	66 283	62 299	71 145	70 257	64 061	59 969	56 290
Finalne zużycie energii WEM	58 487	66 283	62 299	71 145	70 820	66 831	63 429	59 830
Oszczędność energii finalnej	-	-	-	-	563	2 770	3 460	3 541

Udział węgla kamiennego w zużyciu finalnym już w scenariuszu WEM będzie się szybko zmniejszał a po 2045 r. rola tego paliwa będzie zupełnie marginalna. Wzrośnie natomiast rola energii elektrycznej w zużyciu finalnym (z ok. 23% w 2020 r. do 30% w 2040 r.). Udział paliw ciekłych będzie spadał (z ok. 34% w 2020 r. do 29% w 2040). Będzie rosła rola biopaliw, pozostałych źródeł odnawialnych oraz wodoru (Tabela 5.6).

Tabela 5.6. Zużycie finalne energii, scen. WEM [ktoe]

	2020	2025	2030	2035	2040
Węgiel	8 808	5 604	3 196	1 882	1 133
Paliwa ciekłe	26 299	26 887	24 366	22 300	20 054
Gaz ziemny	14 079	15 130	14 862	14 137	12 583
Energia elektryczna i ciepło sieciowe	17 409	18 093	18 772	19 522	20 511
Biomasa	8 347	7 680	7 336	7 043	6 688
Biopaliwa	1 131	1 750	2 336	2 399	2 494
Pozostałe źródła odnawialne	404	1 341	2 246	3 059	3 993
Wodór	0	6	115	309	783

Źródło: opracowanie własne ARE, IOŚ-PIB

W scenariuszu WAM generalny kierunek zmian struktury zużycia energii finalnej będzie podobny jak w scenariuszu WEM, z tym że zintensyfikowaniu ulegną procesy wykorzystania biopaliw i wodoru, szybsza będzie również poprawa efektywności, skutkująca ogólnym zmniejszeniem zapotrzebowania na energię. Znacząco zmniejszy się też udział gazu ziemnego w zużyciu końcowym w porównaniu do scenariusza WEM.

Tabela 5.7. Zużycie finalne energii, scen. WAM [ktoe]

	2020	2025	2030	2035	2040
Węgiel	8 808	5 609	2 928	1 546	842
Paliwa ciekłe	26 299	26 640	24 289	22 165	19 613
Gaz ziemny	14 079	14 711	12 708	10 674	8 633
Energia elektryczna i ciepło sieciowe	17 409	18 185	18 095	18 504	19 522
Biomasa	8 347	7 710	7 038	6 838	6 533
Biopaliwa	1 131	2 026	3 292	4 392	5 036
Źródła odnawialne	404	1 465	2 265	3 012	3 929
Wodór	0	6	116	332	962

Źródło: opracowanie własne ARE, IOŚ-PIB

Rozpatrując zmiany zużycia energii finalnej wg sektorów, w scenariuszu WEM obserwujemy spadek zużycia energii do 2040 r. względem roku 2020 w prawie wszystkich sektorach. Największy spadek ma miejsce w rolnictwie i transporcie, nieco mniejszy w gospodarstwach domowych. Jedynym sektorem, w którym zużycie energii rośnie są usługi. Wzrost zużycia energii w usługach jest skutkiem zmian strukturalnych i następuje pomimo postępującej poprawy efektywności.

Tabela 5.8. Dynamika zużycia energii wg sektorów, scen. WEM [ktoe]

	2020	2025	2030	2035	2040
Przemysł	1,00	0,99	0,96	0,93	0,90
Transport	1,00	1,09	1,04	0,97	0,90
Gospodarstwa domowe	1,00	0,94	0,87	0,84	0,83
Usługi	1,00	1,08	1,11	1,12	1,12
Rolnictwo	1,00	0,94	0,90	0,85	0,81

Źródło: opracowanie własne ARE, IOŚ-PIB

Analiza dynamiki zużycia energii w poszczególnych sektorach w scenariuszu WAM pokazuje nieco głębsze redukcje w większości sektorów poza rolnictwem. Największa zmiana następuje w sektorze usług, gdzie w scen. WEM mieliśmy do czynienia nawet ze wzrostem zapotrzebowania, podczas gdy w scenariuszu WAM zwiększone działania proefektywnościowe przynoszą skutek w postaci redukcji zużycia energii, choć wciąż jest to niższe tempo redukcji niż w pozostałych sektorach.

Tabela 5.9. Dynamika zużycia energii wg sektorów, scen. WAM [ktoe]

	2020	2025	2030	2035	2040
Przemysł	1,00	0,97	0,91	0,89	0,87
Transport	1,00	1,07	1,01	0,94	0,87
Gospodarstwa domowe	1,00	0,97	0,85	0,80	0,79
Usługi	1,00	1,05	1,04	1,01	0,98
Rolnictwo	1,00	0,94	0,90	0,85	0,81

Źródło: opracowanie własne ARE, IOŚ-PIB

5.4. Skutki makroekonomiczne

5.4.1. Zastosowane podejście metodyczne

Do celów analizy zastosowano rekurencyjno-dynamiczny model równowagi ogólnej CGE (ang. *Computable General Equilibrium*). Model zakłada, że rynki dążą do stanu równowagi. Po wprowadzeniu impulsu (szoku) rozważanego w scenariuszach, model pozwala wyznaczyć nową równowagę na rynkach produktów i czynników produkcji, kształtującą się poprzez dostosowania cen, płac i rentowności kapitału. Producenci dostosowują strukturę nakładów – w tym kapitału i surowców – do zmieniających się cen rynkowych, w ramach dostępnych opcji technologicznych. Podobnie, popyt konsumentów zmienia się pod wpływem zmieniających się cen i dochodów. W modelu CGE uwzględnia się również kluczowe relacje z otoczeniem zewnętrznym poprzez zmiany importu i eksportu dóbr oraz usług.

W analizie wyniki dostarczone przez modele MAED i MESSAGE posłużyły jako wsad do modelu CGE. Połączenie modeli poprawia spójność prognoz oraz zapewnia pełniejszy i bardziej szczegółowy obraz działań mających na celu ocenę skutków realizacji polityki klimatyczno-energetycznej. W szczególności zastosowanie wyżej wymienionych modeli pozwoliło na bardziej szczegółowe uchwycenie zmian technologii w kluczowych obszarach gospodarki oraz powiązanie z zastosowaniem tych technologii zużycia paliw i wielkości nakładów inwestycyjnych.

Makroekonomiczna analiza i ocena została zrealizowana w dwóch scenariuszach – WEM i WAM w krokach 5-letnich. Prezentowana ocena dotyczy analizy zmiennych pełniących kluczową rolę w ocenie skutków gospodarczych, tj. zmian PKB, konsumpcji gospodarstw domowych, inwestycji oraz salda importu i eksportu.

W modelu CGE w pierwszej kolejności dla scenariusza WEM dostosowywana jest zmiana PKB, a następnie, na podstawie zewnętrznych projekcji z modeli MAED i MESSAGE, dostosowywane są zużycie paliw w sektorach gospodarki i ceny paliw oraz energii. Dla scenariusza WAM na bazie zewnętrznych projekcji dostosowano zużycie paliw, ceny paliw i energii oraz uwzględniono konieczność poniesienia dodatkowych inwestycji. Inne wartości zmiennych, takie jak zasoby kapitału, pracy oraz ich produktywność w różnych gałęziach przemysłu, pozostają stałe między scenariuszami. Ponadto, ceny uprawnień do emisji nie zmieniają się w obu analizowanych scenariuszach.

5.4.2. Zmiany poziomu PKB, konsumpcji, inwestycji

Produkt Krajowy Brutto (PKB)

Z symulacji wynika, że różnice makroekonomiczne pomiędzy scenariuszami na ogół są niewielkie. PKB gospodarki w scenariuszu WAM i WEM będzie rostało w niemal identycznym tempie (Tabela 5.10), z niewielkimi różnicami na korzyść scenariusza WAM. Długoterminowa tendencja wzrostu PKB jest zbliżona w obu scenariuszach. Największa dynamika obserwowana jest w okresie do 2030 roku. W kolejnych latach wzrosty utrzymują się na relatywnie stabilnym poziomie z lekką tendencją do spadku tempa wzrostu pod koniec okresu. W okresie od 2020 do 2030 roku średnioroczne tempo wzrostu w scenariuszu WAM wyniesie 4,13%. W kolejnej dekadzie, od 2030 do 2040 roku, tempo będzie na poziomie 1,65% rocznie.

Różnica w tempie wzrostu PKB pomiędzy scenariuszami WEM i WAM zaprezentowana w tabeli poniżej (Tabela 5.10), chociaż niewielka, jest efektem korzyści wynikających z szybszego postępu w zakresie poprawy efektywności energetycznej i wdrażania technologii niskoemisyjnych w scenariuszu WAM. Te czynniki mogą wpłynąć na długoterminowy rozwój gospodarki, zmniejszając zużycie paliw i energii na jednostkę produkcji oraz generując dodatkowe korzyści ekonomiczne. Symulacje wskazują, że korzyści te przewyższają koszty dodatkowych nakładów inwestycyjnych w scenariuszu WAM.

Tabela 5.10. Zmian PKB w scenariuszu WEM i WAM [mld EUR'2020]

Scenariusz	2020	2025	2030	2035	2040
WEM	527	658	742	809	866
WAM	527	659	744	810	867
Różnica[%]	0,00%	0,15%	0,27%	0,12%	0,12%

Źródło: opracowanie własne IOŚ-PIB

Inwestycje w gospodarce

Motorem wzrostu inwestycji jest wzrost dochodu, choć tempo wzrostu inwestycji w latach 2020-2040 jest nieco niższe niż PKB. Analizując poszczególne okresy w scenariuszu WAM średnioroczny wzrost inwestycji jest najwyższy w latach 2020-2030 i wynosi 6,33%, głównie w związku z odbiciem gospodarki po kryzysie w 2020 r. W kolejnym okresie 2030-2040 średnioroczny wzrost wynosi 1,23%. Można to tłumaczyć faktem, że w okresie 2020-2040 Polska będzie doświadczać relatywnie szybkiego wzrostu gospodarczego, natomiast w kolejnym okresie, wraz z konwergencją gospodarki do tempa wzrostu gospodarek zachodnich, tempo wzrostu będzie maleć.

Porównując dwa scenariusze analizy, można zauważyć, że w scenariuszu WAM potrzeby inwestycyjne są wyższe w porównaniu do scenariusza WEM. W 2030 inwestycje w scenariuszu WAM są większe o 1,9%, co odzwierciedla intensywne zapotrzebowanie na kapitał w gospodarce w stosunku do scenariusza WEM. W roku 2040 różnica ta powiększa się do 5,23%, co nadal wskazuje na duże zapotrzebowanie inwestycyjne w scenariuszu WAM, nawet bardziej intensywne niż w poprzedniej dekadzie.

Tabela 5.11 przedstawia szczegółowe zmiany inwestycji w obu scenariuszach, ilustrując wyraźne różnice w dynamice wzrostu inwestycji w zależności od okresu analizy oraz specyficznych potrzeb gospodarczych i energetycznych Polski.

Tabela 5.11. Zmiany całkowitych inwestycji w gospodarce w scenariuszu WEM i WAM [mld EUR'2020]

Scenariusz	2020	2025	2030	2035	2040
WEM	99	148	158	162	172
WAM	99	150	161	164	181
Różnica	0,00%	1,35%	1,90%	1,23%	5,23%

Źródło: opracowanie własne IOŚ-PIB

Konsumpcja gospodarstw domowych

Wzrost konsumpcji w Polsce jest głównie napędzany przez wzrost PKB, ale jego tempo jest wyższe w okresie 2020-2040. Przy czym średnioroczna dynamika wzrostu konsumpcji w latach 2020-2030 dla scenariusza WAM wynosi 4,8%. W późniejszych okresach konsumpcja rośnie już nieco wolniej, ze średnim rocznym wzrostem wynoszącym 1,4% w okresie 2030-.

Konsumpcja jest często traktowana jako miara dobrobytu społeczeństwa, ponieważ wyższy poziom konsumpcji zazwyczaj oznacza większy dostęp do dóbr i usług. Porównując dwa scenariusze analizy - WAM i WEM, można zauważyć, że różnice w wartościach konsumpcji pomiędzy scenariuszami WAM i WEM są stosunkowo niewielkie w pierwszych dwóch dekadach projekcji. Jedynym rokiem, w którym konsumpcja w scenariuszu WAM jest niższa niż w WEM jest 2040, powodem są relatywnie duże potrzeby inwestycyjne w stosunku do WEM. W efekcie, w 2040 roku konsumpcja musi zostać obniżona, aby umożliwić sfinansowanie dodatkowych inwestycji.

Generalnie wyższy poziom konsumpcji w scenariuszu WAM wynika głównie ze zmniejszenia wydatków na paliwa i energię, a także z mniejszych cen dóbr. Mniejsze ceny można wytłumaczyć spadkiem wydatków na zakup uprawnień do emisji (w dużej mierze z zagranicy), z uwagi na zmniejszające się znaczenie paliw kopalnych w stosunku do scenariusza WEM. Dzięki mniejszym kosztom związanym z energią i emisjami, więcej środków może być przeznaczonych przez gospodarstwa domowe na konsumpcję dóbr i usług.

Tabela 5.12. Zmiany konsumpcji gospodarstw domowych w scen. WEM i WAM [mln EUR'2020]

Scenariusz	2020	2025	2030	2035	2040
WEM	298	373	440	486	503
WAM	298	373	441	486	501
Różnica	0,00%	0,00%	0,23%	0,00%	-0,40%

Źródło: opracowanie własne IOŚ-PIB

5.4.3. Saldo handlu zagranicznego

W scenariuszach makroekonomicznych zmiany salda handlu zagranicznego wynikają głównie ze zmian bilansu obrotów uprawnieniami do emisji z pozostałymi krajami UE. Bilans obrotów uprawnieniami jest różnicą między pulą uprawnień przypadających Polsce w danym roku w ramach systemów handlu emisjami a ilością uprawnień wykorzystanych na pokrycie bieżących emisji. W scenariuszu WEM występuje deficyt uprawnień do emisji, co oznacza, że polskie podmioty kupują część pozwoleń z zagranicy. Działania ujęte w scenariuszu WAM prowadzą do dodatkowej redukcji zużycia energii i emisji, przez co zapotrzebowanie na uprawnienia do emisji obniża się względem scenariusza WEM, ograniczając konieczność nabywania uprawnień do emisji z zagranicy. W latach 2030-2035 przekłada się to na obniżkę wartości deficytu uprawnień o ok. 1,5 mld euro rocznie.

W symulacjach przyjęto założenie, że suma salda handlu zagranicznego (eksport dóbr i usług minus import) i salda obrotów uprawnieniami do emisji jest stała w relacji do PKB. Założenie to oznacza, że odchylenia konsumpcji, PKB i innych wielkości makroekonomicznych w scenariuszu WAM w stosunku do scenariusza WEM nie są związane ze zmianami zadłużenia netto względem zagranicy (co zaburzałoby ocenę skutków makroekonomicznych). W konsekwencji zmiany salda uprawnień do emisji mają odbicie w zmianach salda handlu zagranicznego (bilansie handlowym) – mniejszy „import” uprawnień do emisji prowadzi do mniejszego eksportu netto dóbr i usług (eksport obniża się, a import nieznacznie wzrasta).

W opisywanej sytuacji obniżka eksportu wiąże się z korzyścią dla gospodarki. W scenariuszu WEM deficyt uprawnień do emisji musi zostać pokryty zwiększonym eksportem dóbr i usług, przy gorszych warunkach wymiany handlowej (niższe ceny eksportu). Ograniczenie deficytu uprawnień do emisji w scenariuszu pozwala poprawić warunki wymiany handlowej – wolumen eksportu obniża się, lecz ceny dóbr eksportowych rosną. Z perspektywy makroekonomicznej oznacza to, że część środków wykorzystywanych dotychczas na produkcję eksportową można przeznaczyć na konsumpcję i inwestycje.

Tabela 5.13. Projekcja salda handlu zagranicznego [mld EUR'2020]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
WEM	5	1	17	30	11	2	7	27
WAM	5	1	17	30	11	0	5	19
Różnica	n/a	n/a	n/a	n/a	0	-2	-2	-7

Źródło: opracowanie własne IOS-PIB i Eurostat (dane historyczne)

Drugą istotną przyczyną odpowiadającą za zmiany salda handlu zagranicznego poza zmianą liczby uprawnień do emisji kupowanych z zagranicy jest zmniejszenie importu paliw kopalnych w scenariuszu WAM, głównie zmniejszenie importu gazu ziemnego. Dzieje się tak na skutek spadku zapotrzebowania na paliwa, wynikającego z wprowadzenia w scenariuszu WAM dodatkowych środków i polityk, które ograniczają zależność kraju od zewnętrznych dostawców surowców energetycznych i paliw.

5.5. Skutki społeczne

5.5.1. Dynamika płacy realnej

Płaca realna odnosi się do wartości wynagrodzenia po skorygowaniu o wpływ inflacji i wyraża rzeczywistą siłę nabywczą tego wynagrodzenia. Z uwagi na przyjętą metodykę w niniejszej analizie posłużono się wskaźnikiem zmian płacy realnej. Dynamika płacy realnej do 2040 r. według scenariusza WEM i WAM wzrasta około 1,7 razy (co oznacza wzrost siły nabywczej pracowników). Zgodnie z projekcją, w 2025 roku płace realne wzrastają o wskaźnik 1,1 w odniesieniu do roku 2020, a w 2030 roku o 1,3. W kolejnych latach następują kontynuacją wzrostu, do 1,5 wartości odniesienia w 2035 roku (zob. Tabela 5.14).

Tabela 5.14. Projekcja dynamiki płacy realnej

		2020	2025	2030	2035	2040
Wskaźnik zmian płacy realnej	WEM/WAM	1,0	1,1	1,3	1,5	1,7

Źródło: opracowanie własne IOS-PIB

5.5.2. Kwalifikacje pracowników

W nadchodzących latach można spodziewać się stopniowej, ale zauważalnej zmiany zatrudnienia i przejścia pracowników z tradycyjnych, głównie konwencjonalnych, sektorów energii na rzecz energii odnawialnej, budownictwa i usług związanych z transformacją energetyczną. Jest to konsekwencja

stopniowej modernizacji gospodarki oraz zmian związanych z polityką klimatyczną i środowiskową. Monitorowanie i właściwe zarządzanie procesem transformacji rynku pracy będzie istotne dla złagodzenia społecznoekonomicznych konsekwencji zmian, poprzez interwencje mające na celu dostosowanie umiejętności zawodowych pracowników w przyszłości. Konieczne będą działania podnoszące kwalifikacje pracowników oraz działania przekwalifikujące. Istotne będą działania informacyjne zwiększające świadomość społeczną wymaganych zmian, która podniesie adaptacyjność pracowników.

Szczególnie wrażliwym we wspomnianym procesie zmian będzie sektor wydobywczy. Analiza makroekonomiczna sugeruje, że do 2030 roku liczba pracowników w sektorze węgla kamiennego i brunatnego spadnie o około 60 tys. osób. Nie oznacza to jednak, że wszyscy pracownicy odchodzący z tego sektora będą musieli się przekwalifikować. Niektórzy odejdą z sektora ze względu na osiągnięcie wieku emerytalnego.

Jak wskazują autorzy raportu IBS³⁷, poświęconego problematyce transformacji górnictwa, działania w zakresie wsparcia pracowników odchodzących z sektora wydobycia węgla powinny być zróżnicowane ze względu na ich wiek. Wobec starszych pracowników racjonalne jest zaproponowanie rozłożonej w czasie polityki naturalnych odejść z sektora, możliwość pracy na powierzchni lub w Spółce Restrukturyzacji Kopalń oraz relokacja do innej kopalni. Wobec młodszych pracowników natomiast bardziej akceptowalne społecznie będzie zaproponowanie relokacji do innej kopalni lub propozycja przekwalifikowania i podjęcia pracy poza górnictwem. Jak wskazano w raporcie IBS struktura miejsc oraz stanowisk pracy pomiędzy czynnymi kopalniami jest zbliżona do siebie, a udział osób o najniższych kwalifikacjach sukcesywnie maleje. Z punktu widzenia sprawiedliwej transformacji zmiany w strukturze wykształcenia są zjawiskiem pozytywnym. Raport IBS wskazuje spadek liczby osób uzyskujących kwalifikacje związane z pracą w górnictwie. Absolwenci szkół branżowych i techników wybierają w większości inne ścieżki kariery niż zatrudnienie bezpośrednio w górnictwie. Sytuacja ta jest korzystna z punktu widzenia transformacji, ponieważ oznacza spadek napływu młodych pracowników do sektora, ale wymaga monitoringu w celu umożliwienia dokończania i zmian w profilu kształcenia kadr.

Analiza wyników scenariuszy WEM i WAM w poprzedniej sekcji dokumentu wskazuje na nieznacznie szybszą redukcję zatrudnienia w sektorze górniczym oraz alokację pracowników z tego sektora w sektorze usług, przemysłu oraz budownictwa. Wyniki te potwierdzają możliwości znalezienia zatrudnienia przez górników w innych branżach – przyspieszenie procesu transformacji to nie tylko szybsza redukcja zatrudnienia w sektorze konwencjonalnej energetyki, ale i szybszy rozwój nowych sektorów gospodarki związanych z nisko- i zeroemisyjnymi źródłami energii i transportu. Potwierdzeniem możliwości przekierowania pracowników sektora górniczego do innych sektorów są działające programy takie jak „Wiatr – kopalnia możliwości”³⁸, który przygotowuje pracowników sektora górniczego do pracy w charakterze techników i serwisantów turbin wiatrowych. Natomiast projekt „Droga do zatrudnienia po węglu”³⁹ wskazuje na możliwą współpracę administracji rządowej, samorządowej z przedsiębiorstwami wydobywczymi w celu aktywizacji zawodowej społeczności uzależnionych od wydobycia węgla.

W ramach wspomnianego projektu na wsparcie 2 200 osób ma trafić 257 mln zł (70% z Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji a 30% z budżetu państwa). Środki, oferowane poprzez różne formy wsparcia, mają trafić do osób, które straciły pracę od 1 stycznia 2018 roku w kopalniach i elektrowniach zlokalizowanych we Wschodniej Wielkopolsce, członków ich rodzin i do osób zatrudnionych w firmach zależnych od działalności regionalnych kopalni i elektrowni. Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji staje się istotnym narzędziem wspierającym tego rodzaju zmiany. W grudniu 2022 r. Komisja Europejska zatwierdziła pięć polskich programów regionalnych z terytorialnymi planami sprawiedliwej transformacji i alokacją Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji o łącznej wartości ponad 3,85 mld euro. Środki

³⁷ IBS Research Report 01/2020. Zatrudnienie w górnictwie węgla kamiennego w zagłębiu górnośląskim. Wrzesień 2020 r.

³⁸ <https://srk.com.pl/media/aktualnosci/WIATR-KOPALNIA-MOZLIWOSCI/idn:385> (dostęp: 1 czerwca 2024 r.)

³⁹ <https://pracapoweglu.pl/> (dostęp: 1 czerwca 2024 r.)

te są przeznaczone na łagodzenie skutków transformacji klimatycznej obszarów górniczych na Śląsku, w Małopolsce, Wielkopolsce, na Dolnym Śląsku i w Łódzkiem.

Obserwacje prezentowane w raportach z serii „*Renewable Energy and Jobs*” publikowanych corocznie przez IRENA (*International Renewable Energy Agency*) we współpracy ze Światową Organizacją Pracy (ILO, *International Labour Organization*) coraz wyraźniej pokazują, że w większości krajów i regionów sektor energii odnawialnej tworzy lub może wykreować więcej miejsc pracy niż tradycyjny sektor wydobywczy (w znacznej mierze wskutek zdecentralizowanej specyfiki tego sektora oraz wymagań związanych z nakładami pracy)⁴⁰.

W związku z procesem transformacji gospodarki bardzo istotne będzie dostosowanie kwalifikacji zawodowych. Kluczowe będzie podejmowanie działań na rzecz tworzenia miejsc pracy wysokiej jakości oraz działania mające na celu wspieranie sprawiedliwych przemian w regionach uzależnionych od węgla. Wyniki modelowania pokazują także wyraźny spadek udziału zatrudnionych w rolnictwie, wzroście natomiast udział zatrudnionych w przemyśle i w usługach. Bardzo istotne będzie uwzględnienie tych zmian i wsparcie pracowników w zmianie miejsca zatrudnienia oraz zdobywaniu nowych i specjalistycznych umiejętności, szczególnie w dziedzinach związanych z odnawialnymi źródłami energii, efektywnością energetyczną oraz technologiami związanymi z gospodarką niskoemisyjną. Programy szkoleniowe i wsparcie edukacyjne będą kluczowe w tym procesie. Zmiany w gospodarce w związku z transformacją należy rozpatrywać w kategorii szans rozwojowych. Szczególnie w regionach węglowych konieczna będzie głęboka modernizacja profilu umiejętności pracowników, gdyż wzrost wykorzystania bezemisyjnych źródeł energii przełoży się na powstanie nowych miejsc pracy w energetyce wiatrowej, słonecznej, atomowej, w sektorze bioenergii.

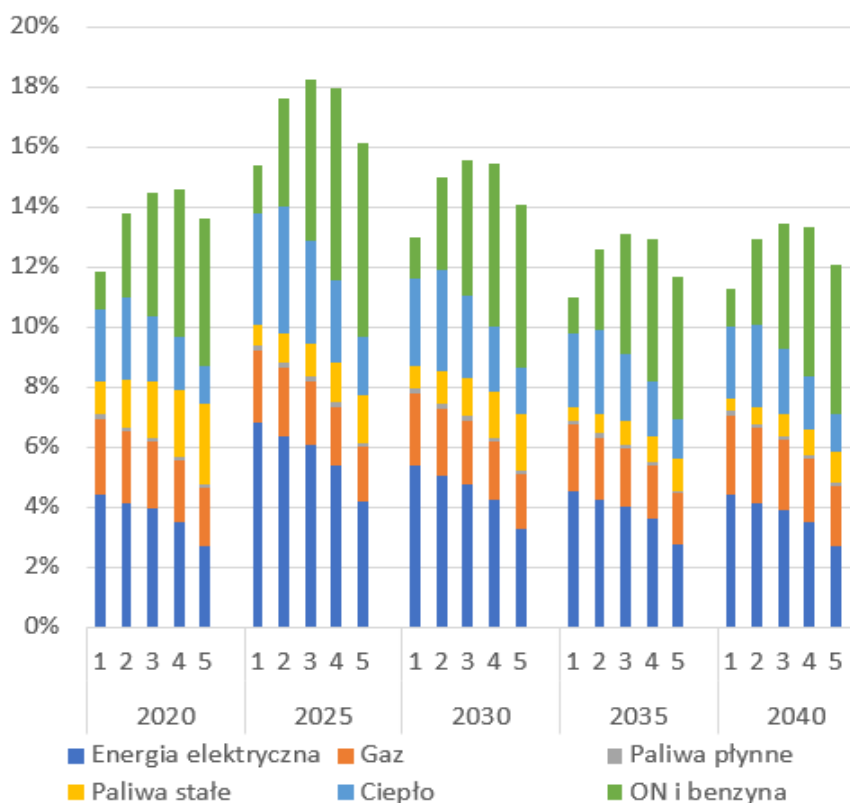
5.5.3. Udział wydatków gospodarstw domowych na paliwa i energię

W niniejszym rozdziale wskazujemy na potencjalne skutki społeczne wynikające z realizacji polityki klimatycznej zgodnej ze scenariuszami WEM oraz WAM. Analizę skutków społecznych przeprowadzono za pomocą modułu gospodarstw domowych, który jest oparty o dane z badania budżetów gospodarstw domowych. Na podstawie tych danych gospodarstwa podzielono na 5 dochodowych grup kwintylowych, gdzie pierwsza grupa zawiera 20% gospodarstw domowych o najniższych dochodach. Następnie dla każdej grupy dochodowej obliczono udział wydatków w ogóle wydatków na następujące kategorie dóbr energetyczno-paliwowych: 1) energia elektryczna, 2) gaz, 3) paliwa płynne⁴¹, 4) paliwa stałe⁴², 5) ciepło sieciowe oraz 6) olej napędowy i benzynę. W ostatnim kroku wyliczono ewolucję tych wydatków do 2040, wykorzystując przewidywania dotyczące cen dla poszczególnych nośników energii, wielkość zużycia oraz dochodów gospodarstw domowych. W niniejszej analizie założono, że zmiany w konsumpcji poszczególnych dóbr oraz wzrost zamożności w równym stopniu będzie dotyczyć gospodarstwa domowe należące do różnych grup dochodowych. Ewolucja wydatków przedstawiona jest na rysunkach poniżej dla scenariusza WAM.

⁴⁰ Zob. np. najnowszy raport: : IRENA and ILO (2023), *Renewable energy and jobs: Annual review 2023*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi and International Labour Organization, Geneva.

⁴¹ Paliwa płynne obejmuje przede wszystkim lekki olej opałowy stosowane do ogrzewania domów.

⁴² Paliwa stałe stanowią przede wszystkim węgiel oraz, w dużo mniejszym stopniu, drewno opałowe.



Rysunek 5.1. Udziały wydatków gospodarstw domowych na paliwa i energię w podziale na kwintyle dochodowe dla scenariusza WEM w Polsce w latach 2020-2040.

Źródło: opracowanie własne IOŚ-PIB

Gospodarstwa domowe w Polsce relatywnie najczęściej przeznaczają na energię elektryczną, a w następującej kolejności na gaz, ciepło sieciowe, paliwa stałe, zaś wydatki na paliwa płynne, wyłączając transportowe, są niemal niezauważalne. Wyłączając benzynę i olej napędowy, udział wydatków na nośniki energii maleje wraz z zamożnością gospodarstwa domowego: najbiedniejsze gospodarstwa domowe przeznaczają na nie obecnie około 10% swojego budżetu, zaś te najbogatsze około 8%. Nierówności w wydatkach są dużo silniejsze w przypadku paliw do pojazdów. Udział wydatków dla najbogatszego kwintyla wynosi ponad 5%, zaś dla najuboższego niewiele ponad 1%, a więc różnica w absolutnych wydatkach jest przynajmniej kilkunastokrotna.

Udział wydatków na nośniki energii będzie determinowany przede wszystkim przez następujące 3 przeciwstawne mechanizmy. Po pierwsze, w wyniku objęcia paliw systemem handlu emisjami wzrosną ich ceny, co bezpośrednio zwiększy udział wydatków na te dobra. Z drugiej strony przechodzenie na paliwa bezemisyjne, np. przejście z ogrzewania węglem na prąd, będzie niwelowało przynajmniej część tego wzrostu, o ile energia elektryczna będzie wytwarzana ze źródeł innych niż paliwa kopalne. Trzecim istotnym mechanizmem jest bogacenie się społeczeństwa, które sprawi, że potrzeby energetyczne będziemy w stanie zaspokoić przeznaczając na nie coraz mniejszą część budżetu.

W perspektywie roku 2040, na nośniki energii i paliwa transportowe będziemy wydawać relatywnie coraz mniej, jednakże w krótkim okresie, tzn. do roku 2025 udział tych wydatków wzrośnie o około 4 p. proc. w stosunku do roku 2020. Odpowiedzialny za to wzrost cen paliw wynika jednak z przyczyn innych niż polityka klimatyczna, gdyż system ETS⁴³ wchodzi w życie dopiero w drugiej połowie bieżącej dekady i na wykresach jego efekt jest widoczny dopiero w danych za 2030 rok. Wzrost cen paliw w 2025 roku jest wynikiem przede wszystkim odejścia krajów UE od importu z Federacji Rosyjskiej oraz odbicia

⁴³ Nowy system handlu uprawnieniami do emisji o nazwie ETS2, który jest niezależny od dotychczasowego EU ETS, będzie obejmowała emisje CO₂ ze spalania paliw w budynkach, transporcie drogowym oraz dodatkowych sektorach, w tym głównie małych przedsiębiorstwach, które nie są objęte obecnym systemem EU ETS.

pocowidowego i ogólnoswiatowego szybkiego wzrostu zużycia nośników energii. W rezultacie zwiększone koszty importu związane z reorganizacją dostaw i wzrostem popytu przyczyniły się do ogólnego wzrostu cen paliw na rynku krajowym i europejskim.

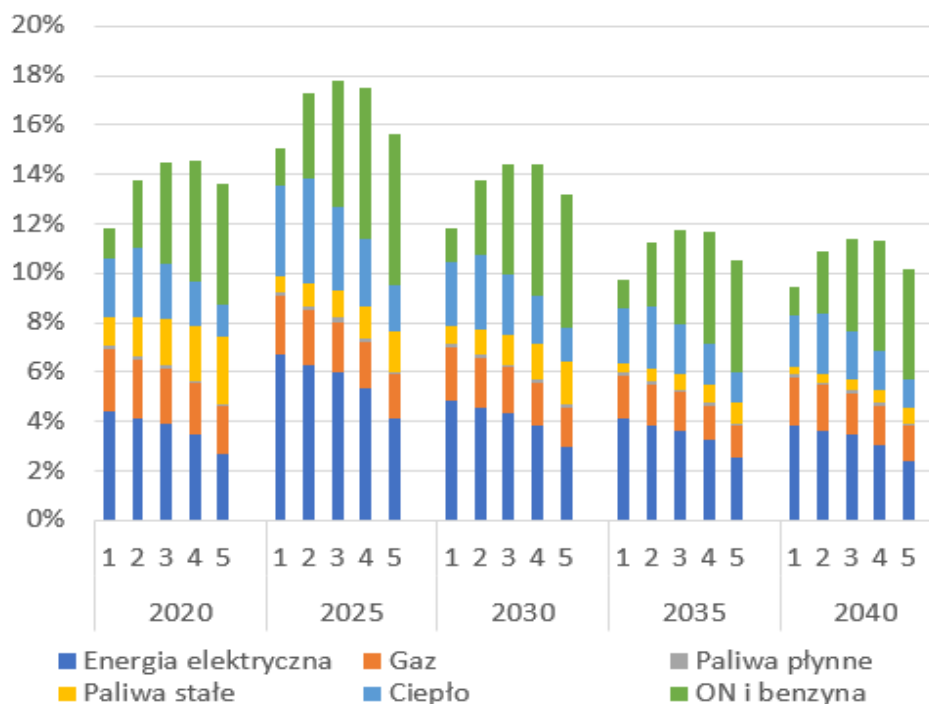
W roku 2025 umowny próg niedostatku energetycznego⁴⁴ będzie, uśredniając, przekroczony przez nawet czwarty kwintyl dochodowy. W kolejnych okresach 5 letnich udział wydatków na energię będzie systematycznie spadał. Będzie to możliwe dzięki spadającym 'bazowym'⁴⁵ cenom energii, podczas gdy wzrosty cen wynikające z systemem handlu emisjami nie będą jeszcze aż tak dotkliwe. Co istotne, te wzrosty cen energii będące efektem rosnących cen za emisję będą rozłożone na wiele lat i są elementem stabilnej polityki europejskiej. Gospodarstwa domowe będą miały więc wystarczająco dużo czasu⁴⁶, aby przygotować się do wzrostów cen poprzez zmiany technologiczne takie jak wymiana źródeł ogrzewania. Gospodarstwa domowe będą zatem ograniczać zakupy paliw kopalnych (w przypadku paliw stałych prognozujemy brak wydatków na ten nośnik energii), których to ceny będą szybciej rosły niż cena energii elektrycznej. Ostatnim istotnym czynnikiem determinującym udział wydatków są rosnące przychody gospodarstw domowych, co pozwala na przeznaczanie coraz mniejszej części budżetu na zaspokajanie tych samych potrzeb energetycznych. Na skutek wyżej wymienionych czynników, po roku 2030, średnio rzecz biorąc wszystkie grupy kwintylowe powinny przeznaczać mniej niż 10% swojego budżetu na zaspokajanie potrzeb energetycznych, a więc znajdą się poniżej umownego progu niedostatku energetycznego. Należy podkreślić, że nie oznacza to, że wyeliminowane zostanie zjawisko ubóstwa energetycznego. W dalszym ciągu konieczne może być wspieranie wybranych najuboższych gospodarstw oraz inwestowanie w alternatywne źródła ogrzewania.

Zgodnie z przeprowadzonymi symulacjami, udział wydatków na nośniki energii i paliwa transportowe będzie malał nieco szybciej w przypadku realizacji scenariusza WAM. Przyczyni się do tego głębszy spadek zużycia paliw kopalnych, który będzie kompensowany mniejszym wzrostem wydatków na energię elektryczną oraz nieco wyższymi dochodami gospodarstw domowych. Można zatem powiedzieć, że z punktu widzenia wydatków gospodarstw domowych na paliwa i energię, realizacja **scenariusza WAM przyczyni się do poprawy społecznych aspektów transformacji.**

⁴⁴ W niniejszej analizie przyjmujemy, że umowny próg niedostatku energetycznego wynosi 10% udziału wydatków na nośniki energii, wyłączając paliwa transportowe.

⁴⁵ Bazowym, czyli nieuwzględniającym ceny pozwoleń na emisje.

⁴⁶ W przypadku szoków cenowych z roku 2022 tego czasu na dostosowanie było bardzo mało.



Rysunek 5.2. Udziały wydatków gospodarstw domowych na paliwa i energię w podziale na kwintyle dochodowe dla scenariusza WAM w Polsce w latach 2020-2040.

Źródło: opracowanie własne IOŚ-PIB

5.5.4. Skutki zdrowotne i środowiskowe

Wdrożenie polityk i środków w ramach scenariuszy WEM i WAM do roku 2040, mających na celu poprawę efektywności energetycznej i związane z nią ograniczenie zużycia paliw, a także znaczący wzrost wykorzystania źródeł odnawialnych w strukturze produkcji i zużycia energii, będzie miało istotny, pozytywny wpływ zarówno na zdrowie ludzi jak i środowisko.

Przyczyni się ono nie tylko do redukcji emisji gazów cieplarnianych, ale również wyraźnego ograniczenia emisji zanieczyszczeń powietrza (dane w zakresie redukcji emisji przedstawiono w rozdziale powyżej, w głównej mierze powstających w wyniku spalania paliw kopalnych. Do zanieczyszczeń tych należą m.in. tlenki azotu (NO₂), dwutlenek siarki (SO₂) oraz pył, w tym pył drobny PM_{2,5}, który wywiera szczególnie niekorzystny, potwierdzony licznymi badaniami, wpływ na zdrowie populacji, powodując m.in. schorzenia układu oddechowego i układu krążenia. Ekspozycja na zanieczyszczenia powietrza przyczynia się do skrócenia średniej długości życia mieszkańców.

W celu określenia zmiany narażenia populacji Polski na działanie zanieczyszczeń powietrza, w wyniku wdrożenia założonych polityk i środków, wykonano analizy dla scenariuszy WEM i WAM w odniesieniu do roku bazowego 2020, a także analizę porównawczą pomiędzy scenariuszami.

W analizach wykorzystano narzędzie screeningowe SHERPA (Screening for High Emission Reduction Potential on Air), opracowane przez JRC EC. Narzędzie w wersji bottom-up (<https://sherpa.zmaik.pl/>) zostało dostosowane do warunków krajowych w IOŚ-PIB. Narzędzie bazuje na relacji pomiędzy stężeniami obliczonymi modelem GEM-AQ w rozdzielczości 2,5x2,5 km² a poziomami emisji zanieczyszczeń, pochodzących z krajowej inwentaryzacji CBE (Centralna Baza Emisyjna).

Narzędzie to umożliwiło oszacowanie potencjalnej poprawy jakości powietrza na zadanym obszarze, wynikającej z redukcji emisji w efekcie wdrożenia planowanych polityk i środków. Jako obszar badań

przyjęto cały obszar Polski. Spośród zanieczyszczeń powietrza charakterystycznych dla procesów spalania paliw, do analizy wybrano pył PM_{2,5}. Wybór tego zanieczyszczenia podyktowany był przyjętą metodyką oceny, zgodnie z którą w kolejnym etapie wykorzystano dane dot. średniego stężenia pyłu PM_{2,5} jako dane wejściowe do modelu AirQ+.

Model AirQ+ (The Air Quality Health Impact Assessment Tool) został opracowany przez Światową Organizację Zdrowia (WHO)⁴⁷ do oceny wpływu zanieczyszczeń powietrza na zdrowie. Przy jego zastosowaniu można ocenić skutki zdrowotne długookresowego i krótkookresowego narażenia na zanieczyszczenia powietrza. Metodyka obliczeń wykorzystuje dane uzyskane z epidemiologicznych badań kohortowych, w ramach których został wykazany związek między średnim długoterminowym poziomem zanieczyszczeń a ryzykiem śmiertelności w narażonej populacji. Skutki zdrowotne można oszacować dla kilku wybranych zanieczyszczeń, w tym pyłu PM_{2,5}.

Zarówno w scenariuszu WEM jak i WAM liczba przedwczesnych zgonów oraz liczba utraconych lat życia stopniowo maleje, przy czym dynamika zmian w początkowym okresie prognozy jest wyższa. Wskazuje to na skuteczność planowanych do wdrożenia polityk i środków zmierzających do redukcji emisji, a w konsekwencji do poprawy jakości powietrza. Porównując liczby przedwczesnych zgonów z pierwszego roku i po 10 latach, można uzyskać wgląd w długoterminowy wpływ działań na poprawę jakości powietrza. Uzyskane dla tego parametru wyniki w niewielkim stopniu wskazują na scenariusz WAM, jako korzystniejszy w perspektywie średnio i długoterminowej.

Analiza wpływu polityk i środków zaplanowanych w ramach scenariusza WEM i WAM na poszczególne komponenty środowiska wraz ze wskazaniem oddziaływań skumulowanych powinna być wykonana na etapie opracowania prognozy oddziaływania na środowisko. Zgodnie z wymaganiami prawa krajowego i unijnego, na tym etapie powinna być również przeprowadzona ocena spójności aKPEiK z politykami i strategiami UE oraz planami i strategiami krajowymi. Wykonane w powyższy sposób badanie wpływu, pozwoli na sformułowanie odpowiednich rekomendacji.

5.6. Czynniki ryzyka w procesach inwestycyjnych

5.6.1. Czynniki ryzyka finansowego

Jednym z wyzwań przeprowadzenia transformacji klimatyczno-energetycznej jest zapewnienie odpowiedniego poziomu strumienia środków na inwestycje. W 2021 r. zostało utworzone 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 r. 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,

⁴⁷ <https://www.who.int/europe/tools-and-toolkits/airq---software-tool-for-health-risk-assessment-of-air-pollution>

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, 2040 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.

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) 2019/2088⁴⁸. 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 Unię 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 r. i weszło w życie w dniu 12 lipca 2020 r. 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 rachunkowości⁴⁹. Przepisy ustawy o rachunkowości dotyczące raportowania niefinansowego są implementacją dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/95/UE⁵⁰ 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:

⁴⁸ Dz. Urz. UE L 198 z 22.06.2020, str. 13

⁴⁹ Dz. U. z 2023 r. poz. 120, ze zm.

⁵⁰ Dz. Urz. UE L 330 z 15.11.2014, str. 1

- podmiotów z sektora finansowego (objętych SFDR – rozporządzenie (UE)2019/2088⁵¹ 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 (obrot, 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 2022 r. przyjęte zostało rozporządzenie delegowane 2022/1214⁵² zmieniające rozporządzenie delegowane (UE) 2021/2139 w odniesieniu do działalności gospodarczej w niektórych sektorach energetycznych (tzw. uzupełniający akt delegowany). Zgodnie z uzupełniającym aktem delegowanym, w przypadku gazu ziemnego instalacja gazowa musi: emitować nie więcej niż 270 g ekwiwalentu CO₂ na 1 kWh energii lub emitować nie więcej niż średnio 550 kg ekwiwalentu CO₂ na 1 kW mocy rocznie w ciągu 20 lat (emisje bezpośrednie); nie posiadać opłacalnej i technicznie wykonalnej alternatywy odnawialnej dla tej samej mocy; zastępować istniejącą działalność o wyższym wskaźniku emisji, która wykorzystuje stałe lub płynne paliwa kopalne; mieć moc o 15% mniejszą od swojej poprzedniczki; prowadzić do zmniejszenia emisji względem zastępowanej działalności o co najmniej 55 % na kWh energii wyjściowej; być zaprojektowana tak, by mogła wykorzystywać odnawialne lub niskoemisyjne paliwa gazowe, a przejście na ich pełne wykorzystanie nastąpiło do 31 grudnia 2035 r.; otrzymać pozwolenie na budowę przed 31 grudnia 2030 r.

W przypadku energetyki jądrowej w odniesieniu do przyszłych elektrowni jądrowych wprowadzono warunek uzyskania pozwolenia na budowę do 2045 r. Ponadto, takie inwestycje muszą spełniać wymogi bezpieczeństwa jądrowego i środowiskowego. Od 2025 r. musi w nich być wykorzystywane paliwo odporne na wypadki. Koniecznym będzie również wykazanie, że odpady promieniotwórcze będą właściwie zagospodarowane, tj. bez szkody dla środowiska. Obowiązki raportowania informacji z zakresu ustalonego w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852⁵³ z dnia 18 czerwca 2020 r. zostaną w najbliższych latach rozszerzone na znacznie większą liczbę podmiotów:

- od 1 stycznia 2024 r. – obowiązek raportowania dla jednostek podlegających dyrektywie w sprawie sprawozdawczości niefinansowej (NFRD), które już dziś sporządzają raporty niefinansowe;
- od 1 stycznia 2025 r. – obowiązek raportowania dla dużych jednostek, które obecnie nie podlegają dyrektywie NFRD;
- od 2026 r. – 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

⁵¹ SFDR - Sustainable Finance Disclosure Regulation, Dz. Urz. UE L 317 z 09.12.2019, str. 1

⁵² Dz. Urz. UE L 188, 15.07.2022, str. 1

⁵³ Dz. Urz. UE L 188, 15.07.2022, str. 1

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 nie zostanie zakwalifikowane jako zrównoważone zgodnie z unijną taksonomią, to pozyskiwanie finansowania unijnego lub finansowania z rynku kapitałowego będzie utrudnione.

5.6.2. Czynniki ryzyka sektorowego, rynkowego lub regulacyjnego dot. rynków finansowych, bądź bariery w kontekście krajowym lub regionalnym

Czynniki ryzyka określono dla czterech kluczowych sektorów: energetycznego, ciepłowniczego, gazowego oraz paliw ciekłych. Znaczna część ryzyk nie jest możliwa do uniknięcia ze względu na to, że są wynikiem zmian na rynku. Szereg ryzyk zostanie wyeliminowanych w następstwie wdrażania polityk i działań przewidzianych w aktualizacji KPEiK. Istotne znaczenie dla każdego z sektorów będzie mieć rozwój technologiczny.

Sektor elektroenergetyczny – ryzyka sektorowe

Sektor elektroenergetyczny narażony jest na ryzyka i zagrożenia wynikające ze specyfiki prowadzonej działalności oraz funkcjonowania w określonym otoczeniu rynkowym i regulacyjnym.

W energetyce zarówno procesy inwestycyjne, jak i czas zwrotu z inwestycji są długie. Dlatego formułowane przez organizacje międzynarodowe, w szczególności Unię Europejską, jak i przez państwo polskie dokumenty strategiczne, regulacje oraz polityka właścicielska państwa są bardzo istotne i mają duży wpływ zarówno na decyzje inwestycyjne przedsiębiorstw energetycznych jak i na skutki tych decyzji.

Ryzyko regulacyjne

Jednym z istotnych czynników wpływających na rozwój i funkcjonowanie polskiego sektora energetycznego są regulacje pakietu klimatyczno-energetycznego Unii Europejskiej, służącego realizacji celu redukcji emisji gazów cieplarnianych o 55% do 2030 roku oraz pakietu: „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”. Obok wielu szans istnieje także szereg ryzyk wynikających z zaostrzania się norm emisyjnych oraz zasad funkcjonowania systemu handlu uprawnieniami do emisji GHG (EU ETS – *ang. European Trading System*). Ceny uprawnień do emisji GHG wzrastają stosunkowo szybko co wpływa na koszt produkcji energii ze źródeł opartych na paliwach kopalnych, niezbędnych do bilansowania systemu.

Wyzwaniem dla rozwoju sektora energetycznego są też inne regulacje UE realizowane w ramach polityki środowiskowej i związane z ograniczeniem emisji zanieczyszczeń. Można do nich zaliczyć dyrektywę IED (szczególnie po zmianach wprowadzonych dyrektywą 2024/1785) oraz konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) dla kluczowych branż przemysłowych np. dla dużych obiektów energetycznego spalania, (LCP). Rewizja konkluzji BAT/BREF jest potencjalnie istotnym czynnikiem ryzyka, mogącym przełożyć się na zmianę poziomu wydatków inwestycyjnych w sektorze, kierunku tych wydatków lub nawet rentowności projektów, które po kilku latach budowy mogą zostać uznane za niesprzyjające transformacji energetycznej.

Przy odpowiednio dużej przepustowości połączeń transgranicznych istotna część popytu krajowego na energię będzie mogła być zaspokojona przez wytwórców, zlokalizowanych poza granicami Polski.

Inwestor badający wykonalność projektu inwestycyjnego musi *de facto* wziąć pod uwagę potencjalne ryzyko, a także strategie i ceny energii elektrycznej, oferowanej przez wytwórców zlokalizowanych poza granicami Polski. Istotną barierą są również nieuregulowane stany prawne, związane z trudnościami w pozyskiwaniu terenów lub dostępu do nich w ramach prowadzenia nowych inwestycji (w szczególności w segmencie dystrybucji).

Ryzyko rynkowe

Istotnym czynnikiem rynkowym jest niepewność w odniesieniu do przyszłych poziomów cen energii elektrycznej oraz produktów powiązanych, np. praw majątkowych czy uprawnień do emisji GHG oraz ryzyko związane z wolumenem sprzedawanej energii elektrycznej (wynikające z niepewności co do determinant popytu na energię elektryczną oraz ciepło). Rzeczywiste wystąpienie czynników ryzyka należących do tej grupy, może mieć niekorzystny wpływ na wynik finansowy podmiotu, przejawiający się m.in. jako ograniczenie generowanych przychodów, wzrost kosztów czy też redukcja marży.

Dość duże znaczenie ma istotny udział wyeksploatowanej, wysokoemisyjnej energetyki opartej na węglu kamiennym i brunatnym, która w najbliższych kilkunastu latach zostanie stopniowo wycofana z systemu, także ze względu na niespełnianie norm emisyjnych. Może stanowić to problem dla generowania nowych inwestycji, zwłaszcza przy niedostatecznych środkach finansowych w gospodarce. Występuje również Presja na wyniki operacyjne polskich koncernów energetycznych, wywołana przez konkurencję wolnego rynku energii w UE, co może powodować ograniczenie ich możliwości inwestycyjnych.

Należy także zauważyć ryzyko wynikające z niechęci banków do projektów w energetykę konwencjonalną czy inne źródła nieoparte o OZE. Może to powodować brak dostatecznych ilości mocy w systemie, zapewniających stałe dostawy energii dla gospodarki.

Ryzyko wynikające z zasad tzw. zrównoważonego finansowania

Zgodnie z regulacjami unijnymi, działalność ekonomiczna ma być klasyfikowana pod kątem środowiskowym. Wśród kryteriów określających czy dana działalność jest zrównoważona, proponowane jest wygaszanie antropogenicznej emisji gazów cieplarnianych, w tym ze źródeł bazujących na paliwach kopalnych. Można przyjąć, że w przypadku działalności, która zostanie zaklasyfikowana jako niezrównoważona stworzone zostaną bodźce, aby skierować kapitał z rynków finansowych w kierunku innej działalności np. poprzez większe wymogi ostrożnościowe w zakresie zabezpieczenia pożyczek na te inwestycje, czy też niższy rating. Oznacza to, że pozyskanie kapitału prywatnego na inwestycje w działalność uznaną za niezrównoważoną będzie trudniejsze niż obecnie lub całkowicie niemożliwe.

W związku z tym dla instytucji zajmujących się zarządzaniem aktywami i inwestycjami ma zostać wprowadzony obowiązek włączenia czynników związanych ze zrównoważonym finansowaniem (Economic, Social & Governance „ESG”) do swojej głównej działalności, tj. dopasowanie procesów, wewnętrznych procedur, zasad zarządzania ryzykiem oraz polityki sprzedaży do propozycji Komisji Europejskiej. W przypadku gdy projekt nie sprzyja realizacji celów klimatycznych i Agendy 2030 może być trudniej o kredyt, bądź ubezpieczenie projektu. Aktualnie znaczna część członków rynku finansowego (m.in. fundusze inwestycyjne, firmy ubezpieczeniowe, jak również banki) ma już obowiązek poinformowania klienta o istnieniu rozwiązania uwzględniającego ESG.

Ryzyko technologiczne

Rozwój sektora energetycznego w kierunku niskoemisyjnym, oprócz spodziewanych ogromnych korzyści niesie ze sobą także ryzyka. Znaczna część inwestycji w moce wytwórcze kierowana jest w odnawialne, ale niestabilne źródła energii, przy niedostatecznym rozwoju technologii, które pozwalają na lepszą integrację OZE z systemem elektroenergetycznym – w szczególności dyspozycyjne źródła wytwarzające energię po konkurencyjnych cenach, a przede wszystkim rozwój technologii magazynowania energii, w tym wykorzystania wodoru.

Trzeba też zauważyć, że w Polsce występują nieliczne podmioty, które mogą konkurować z zagranicznymi dostawcami technologii energetycznych, zarówno ze względu na doświadczenie, jak warunki ekonomiczne. Polski sektor energetyczny może być zatem narażony na niekorzystną pozycję w

zakresie inwestycji, jak i późniejszej ich obsłudze. Polska podejmuje wyzwania w działalności badawczo-rozwojowej sektora energetycznego, jednakże w szczególności dostęp do kapitału jest znacznie niższy niż w bogatszych gospodarkach. Może to mieć znaczenie dla pozyskiwania nowych technologii, jednakże czynione są starania skutkujące współpracą międzynarodową lub pozyskiwaniem środków zagranicznych.

Ryzyko w obszarze przesyłu i dystrybucji

Nieco korzystniejsza wydaje się sytuacja działalności w operatorów systemu przesyłowego i dystrybucyjnego. Choć wyzwania wynikające z nowych regulacji nakładają na nich szereg zadań, ryzyko inwestycyjne operatorów systemu przesyłowego i dystrybucyjnego jest dużo niższe, głównie z uwagi na stabilne regulacje, jakim podlegają te podsektory, tj. określony zwrot nakładów inwestycyjnych, zapewniony przez regulatora w taryfie przesyłowej i dystrybucyjnej. Pomimo tego, podsektor przesyłu, boryka się z problemem planowania długoterminowych projektów. Plany budowy nowych mocy kształtują się i zmieniają na przestrzeni lat, np. w zakresie parametrów bądź wyboru technologii. Sieć jest budowana w procesie wieloletnim, dlatego trudno jest nadążyć za zmianami rynkowymi, które dokonują się w międzyczasie. Budowa sieci przesyłowej jest silnie uzależniona od tego, w jakim tempie i zakresie są budowane nowe jednostki wytwórcze. Rolą OSP jest bowiem zapewnienie mocy i włączenie tych jednostek do wspólnej sieci.

Ponadto dużą przeszkodą w prognozowaniu rozwoju sieci, zarówno przesyłowych jak i dystrybucyjnych, jest brak społecznej akceptacji dla rozbudowy sieci przesyłowych (szczególnie linii napowietrznych) wynikający z niezrozumienia przesłanek konieczności rozbudowy systemu elektroenergetycznego.

Sektor ciepłowniczy – ryzyka sektorowe

W nadchodzącym czasie przed ciepłownictwem stoi bardzo wiele wyzwań związanych z nowymi regulacjami. Dla branży najważniejszymi aktami prawnymi mającymi wpływ na jej funkcjonowanie na lokalnym rynku, jest dyrektywa o OZE i efektywności energetycznej oraz dyrektywa o charakterystyce energetycznej budynków. Na ciepłownictwo istotnie wpływ ma wdrożenie w Polsce rynku mocy i nowego systemu wsparcia dla kogeneracji.

Obecny stan sektora ciepłownictwa charakteryzuje bardzo wysoki poziom uzależnienia wytwarzania ciepła od węgla kamiennego jako paliwa oraz duży stopień zużycia urządzeń produkujących ciepło i sieci przesyłowych, odziedziczony w spadku po wcześniejszym systemie gospodarczym.

Występuje też „pułapka” kosztowa modernizacji technologii wytwarzania ciepła, wynikająca z tego, że z jednej strony, unowocześnienie technologii z reguły wymaga zastąpienia węgla przez inne paliwa konwencjonalne, które są znacznie droższe, a z drugiej strony ze słabości kapitałowej większości przedsiębiorstw ciepłowniczych, co zmusza te przedsiębiorstwa do powierzania inwestycji modernizacyjnych „trzeciej stronie finansującej”, tj. wyspecjalizowanym, firmom typu ESCO, dążącym do osiągnięcia wysokiej marży i zwrotu poniesionych nakładów w krótkim okresie czasu.

Występuje też „pułapka” cenowa inwestowania w ochronę środowiska, polegająca na występowaniu mechanizmów skłaniających przedsiębiorstwa ciepłownicze do przedsięwzięć ograniczających zanieczyszczenie środowiska oraz jednoczesnych trudnościach z dostępem do tanich instrumentów finansowania tych przedsięwzięć, co w konsekwencji przyczynia się do bezpośredniego i istotnego wzrostu cen ciepła wskutek wdrożenia inwestycji ekologicznej.

Ryzyko właścicielskie

W Polsce większość systemów ciepłowniczych jest własnością komunalną, tzn. nie posiada istotnego zaplecza finansowego, gwarantującego skierowanie znaczących środków na inwestycje. W przypadku dużych grup kapitałowych, wypracowane przepływy finansowe mogą być kierowane na pojedyncze inwestycje. Mniejsze przedsiębiorstwa ciepłownicze nie mają tak atrakcyjnego dostępu do rynku finansowego jak duże podmioty, operujące na większym, pewniejszym rynku. Pozostają do wykorzystania kredyty komercyjne, które często są obciążone dużym ryzykiem ich otrzymania. Instytucje finansujące nie

są bowiem skłonne udzielać kredytów podmiotom, które stoją w obliczu zaostrzających się norm, rosnących kosztów środowiskowych oraz restrykcyjnych taryf. Szansą są mechanizmy wsparcia finansowego ze środków przeznaczonych na poprawę efektywności energetycznej, czy rozwój OZE.

Ryzyko regulacyjne

Duży wpływ na branżę mają unijne standardy BAT dla dużych obiektów energetycznego spalania LCP (*ang. Large Combustion Plants*), wprowadzające restrykcyjne wymogi, w szczególności w zakresie dopuszczalnych wielkości emitowanych zanieczyszczeń. Funkcjonują one od 2021 roku i nakładają na sektor kryteria emisji (w zależności od spalanego paliwa m.in. NO_x, SO₂, pyłu, HCl, HF, Hg i w niektórych przypadkach - NH₃) dla wszystkich dużych jednostek energetycznego spalania tj. o mocy nie mniejszej niż 50 MW). Ambitne wymogi dotyczą również jednostek małych i średnich od 1 do 50 MW - to z kolei wymóg dyrektywy w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania (tzw. dyrektywa MCP).

Kolejnym, dużym wyzwaniem dla inwestycji w rozwój branży ciepłowniczej są unijne i krajowe regulacje, które pozbawiają tzw. nieefektywne³² systemy ciepłownicze możliwości pozyskania wsparcia ze środków publicznych. Przez to inwestycje w sieci są nieopłacalne jako przedsięwzięcia biznesowe, bo zwracają się zwykle po kilkudziesięciu latach. Takie inwestycje są jednak prowadzone, aby zwiększać bezpieczeństwo dostaw ciepła, a także, aby podłączać nowych odbiorców. Obecnie w całym systemie ciepłowniczym w Polsce, praktycznie tylko 20 proc. systemów, są to systemy efektywne, czyli takie, które są przyjazne dla środowiska i rzeczywiście mogą przyczynić się do walki ze smogiem i które spowodują, że lepiej będzie można wykorzystać paliwo lokalne.

W nadchodzącej dekadzie powinny zostać przeprowadzone głębokie modernizacje systemów ciepłowniczych, które w wielu szczególnie mniejszych miastach zminimalizują ryzyko utraty dotychczasowych źródeł zaopatrzenia w ciepło i pogorszenie jakości powietrza oraz pozbawią możliwości doprowadzenia niektórych przedsiębiorstw do likwidacji, z powodu braku wystarczających, własnych środków finansowych na inwestycje. Pewnym zagrożeniem i ryzykiem dla inwestycji w branży ciepłowniczej, jest też obecny model regulacji, który powinien być bardziej elastyczny i dawać przedsiębiorcy możliwość uzyskania godziwego zwrotu na kapitale, żeby ten mógł pozyskać środki na inwestycje niezbędne do sprostania wymogom emisyjnym. Aktualnie przedsiębiorstwa ciepłownicze mają ograniczone możliwości pozyskania przychodów, które pozwoliłyby im na odtworzenie majątku wytwórczego (nie mówiąc już o całkowitej zmianie technologii wytwarzania) i rozwoju sieci. Koniecznym działaniem jest zrewidowanie obecnej polityki taryfowej, aby w większym stopniu przyczyniała się do rozwoju sektora i zapewniała zagwarantowanie więcej środków na rozwój systemu, w celu zapewnienia świadczenia lepszej jakości usług.

Kolejnym ważnym czynnikiem ryzyka mającym wpływ na rozwój sektora ciepłownictwa, to brak możliwości rozbudowy sieci, który jest wynikiem braku regulacji prawnych w zakresie planowania przestrzennego. Ciepłownictwo podobnie jak wiele innych biznesów sieciowych, napotyka na poważne trudności w przepisach planowania przestrzennego i w efekcie na problemy z dostępem do gruntu. Wytyczenie i wybudowanie nowych sieci ciepłowniczych wraz z formalnym uzyskaniem zgód właścicieli działek, jest bardzo czasochłonne i kosztowne. Jest to dodatkowa bariera dla rozwoju ciepłownictwa, która może zawęzić obszar ich działalności do tych części miast, które już obecnie są wyposażone w sieci ciepłownicze.

W wielu też przypadkach ciepło z sieci miejskiej nie będzie atrakcyjną opcją dla deweloperów. Wynika to z przepisów dyrektywy 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków⁵⁴, która w przypadku ciepła sieciowego z węgla, nakłada na inwestora obowiązek podniesienia standardu energetycznego budynku (czyli zmniejszenia jego energochłonności, lub dodania odnawialnego źródła energii). Nowe wyzwania stwarzać będzie również wdrażanie dyrektywy EPBD. Może się okazać, że indywidualny kocioł na gaz lub pellet będzie dla inwestora tańszy, niż podłączenie się do sieci ciepłowniczej.

⁵⁴ Dz. Urz. UE L 153 z 18.06.2010, str. 13, ze zm.

Ryzyko rynkowe

Niektóre przedsiębiorstwa ciepłownicze ulegają likwidacji, ponieważ nie posiadają wystarczająco dużo własnych środków finansowych na inwestycje. Nie są w stanie ich pozyskać z rynku komercyjnego, a nie mogą starać się o pomoc publiczną, ponieważ mają status „nieefektywnych systemów” i nie są w stanie przejść do kategorii „systemów efektywnych energetycznie”.

Kolejnym problemem sektora jest spadek zapotrzebowania na ciepło, wskutek prowadzonej termomodernizacji budynków, przyłączonych obecnie do sieci. Nowe obiekty budowane są często poza siecią, ponieważ dla inwestorów bardziej opłacalne staje się zaopatrzenie w ciepło z indywidualnych źródeł. Wzrasta też ryzyko upadku innych przedsiębiorstw, z powodu spadającego zapotrzebowania i ponoszenia koniecznych nakładów na ograniczenie emisji. Nowe inwestycje proekologiczne przekładają się bowiem na wyższe ceny jednostkowe sprzedanego ciepła, co z kolei jeszcze zmniejsza popyt na usługi ciepłownicze i nakręca kolejną, spiralę podwyżek cen.

System wsparcia dla kogeneracji, który wszedł w życie w 2019 r. może stworzyć stabilne warunki funkcjonowania inwestycji kogeneracyjnych oraz może być widocznym impulsem do budowy nowych jednostek kogeneracyjnych, zwłaszcza tam, gdzie w tej chwili znajdują się ciepłownie. Obecna nienajlepsza kondycja sektora ciepłowniczego ogranicza jednak możliwość przekształcenia części kotłowni ciepłowniczych w kogenerację. Potencjał jest jednak znaczący.

Z punktu widzenia wsparcia kogeneracji, bardzo poważnym ryzykiem dla inwestorów, będzie właściwy, optymalny wybór paliwa, dokonany w wyniku oszacowanych i obarczonych zwykle dużym marginesem błędu, prognoz ścieżek wzrostu cen poszczególnych paliw, jak i cen pozwoleń na emisję CO₂. Parametry te są bowiem bardzo istotne dla całej ekonomiki realizowanych przedsięwzięć.

Sektor gazowy – ryzyka sektorowe

Rozwój infrastruktury gazowej w Polsce determinowany był przede wszystkim koniecznością zapewnienia dywersyfikacji źródeł dostaw gazu do Polski oraz rozwojem połączeń importowych i eksportowych zapewniających integrację europejskich rynków. Historyczne uwarunkowania spowodowały, że KSP wymagał rozbudowy w sposób umożliwiający dywersyfikację od dostaw gazu rosyjskiego i odejście od całkowitego uzależnienia od dostaw z jednego kierunku. Z tego powodu operator systemu przesyłowego w ostatnich latach w celu likwidacji barier dostępu do sąsiadujących, zagranicznych rynków gazu, zrealizował szereg inwestycji dywersyfikujących kierunki oraz źródła dostaw gazu ziemnego. Obecnie Polska jest całkowicie niezależna od dostaw gazu ziemnego z Rosji.

Kontynuowane są przez OSP (GAZ-SYSTEM S.A.) działania w zakresie realizacji projektów dywersyfikacyjnych (np. rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu). W odpowiedzi na zapotrzebowanie rynku przystąpiono do realizacji dodatkowego terminalu LNG w Zatoce Gdańskiej wzmacniając bezpieczeństwo gazowe państwa i integrację z globalnymi rynkami gazowymi. Konsekwentnie rozbudowywana jest również krajowa sieć przesyłowa, umożliwiająca dostawy gazu ziemnego z dowolnego kierunku i udrażniająca przepływ w zidentyfikowanych tzw. „wąskich gardłach” w systemie przesyłowym. Likwidowane są dzięki temu kolejne bariery, które uniemożliwiały zwiększenie wykorzystania gazu ziemnego w krajowej gospodarce.

Ryzyko rynkowe

W sektorze gazowym, operator gazociągów przesyłowych reagując na sygnały z rynku o wzroście zapotrzebowania na gaz ziemny prowadzi szereg inwestycji infrastrukturalnych. Trudności, które napotyka OSP są charakterystyczne dla całego sektora budowlanego i dotyczą ograniczonego potencjału, zarówno wykonawczego, jak i projektowego. Dostrzega się wzrost cen usług wykonawstwa, co jest spowodowane ograniczonymi zasobami na rynku. Podobnie, jak w innych sektorach - w niektórych przetargach ceny ofert przekraczają szacunkową wartość budżetu zamawiającego. Duże przetargi na kompleksową realizację inwestycji mogą wiązać się z zawyżonymi ofertami oraz zwiększają ryzyko dotrzymania terminu ukończenia inwestycji przez wykonawcę.

Dodatkowym wyzwaniem dla wykonawcy jest zgromadzenie niezbędnych zasobów i materiałów w początkowym okresie umowy. Kolejnym jest różnorodność branżowa prac przygotowawczych, które obejmują działania w kilku obszarach, wykraczających poza właściwe roboty gazownicze. Często wykonawcy nie realizują ich siłami własnymi. Komplikuje to proces wykonawczy, ze względu na konieczność pozyskania specjalistycznego wyposażenia i wykwalifikowanej kadry albo udziału podwykonawców. Problemy, z jakimi boryka się branża budowlana dotyczą głównie ograniczonego potencjału wykonawczego oraz projektowego.

Ryzyko rynkowe w sektorze gazowym może wywoływać m.in. skutki:

- spowolnienie realizacji inwestycji liniowych ze względu na problemy związane z dostępem do nieruchomości,
- ograniczenie rozwoju podsystemu gazu zaazotowanego (grupa L, podgrupa Lw) ze względu na ograniczone i spadające w czasie możliwości produkcyjne lokalnych źródeł, ograniczone możliwości udostępnienia dodatkowych zasobów źródeł, brak planów przestawienia odbiorców na gaz wysokometanowy (grupa E),
- ograniczenie wykorzystania nowobudowanej infrastruktury ze względu na zakładany spadek zużycia gazu ziemnego i związaną z tym trendem konieczność socjalizacji kosztów, co może spowodować powstanie czynnika zwiększającego tempo wzrostu opłat za usługi przesyłania i dystrybucji paliw gazowych, a także problemy z osiągnięciem planowanego zwrotu z nakładów inwestycyjnych.

Sektor paliw ciekłych – ryzyka sektorowe

Ze względu na ograniczenia w dostępie do krajowych zasobów ropy naftowej, z punktu widzenia Polski kluczowe jest działanie w kierunku dywersyfikacji dostaw oraz zapewnienia bezpieczeństwa dostaw ropy naftowej i paliw ciekłych. Dalsza dywersyfikacja importu ropy naftowej wymaga przede wszystkim rozwiniętej i sprawnie funkcjonującej infrastruktury wewnętrznej, tak by ograniczyć bariery w dostawach i zapewnić możliwość zwiększenia importu surowca drogą morską. Aby zapewnić techniczne możliwości zróżnicowania źródeł dostaw ropy do krajowych rafinerii, konieczne są również inwestycje zwiększające naziemną infrastrukturę magazynową.

Ryzyko rynkowe

Rynek paliw w Polsce zaopatrywany jest z dwóch źródeł: producenci krajowi (PKN Orlen S.A.) oraz importerzy. Do głównych rodzajów ryzyk rynkowych, na które narażony jest sektor paliw ciekłych w ramach prowadzonej działalności, należy ryzyko towarowe – związane ze zmianami: marż rafineryjnych i petrochemicznych realizowanych na sprzedaży produktów, poziomu dyferencjału brent/ural, cen ropy naftowej i produktów oraz cen uprawnień do emisji GHG.

Ogólna sytuacja gospodarcza wywiera istotny wpływ na poziom konsumpcji paliw i tym samym determinuje poziom sprzedaży, cen produktów sektora paliw ciekłych oraz jego sytuację finansową i w konsekwencji zdolność do dalszego rozwoju. Rynek paliw jest narażony również na ryzyko wynikające z działalności tzw. „szarej strefy”, związanej przede wszystkim z wprowadzeniem na rynek paliwa z pominięciem obowiązków zapłaty podatków. Firmy z sektora paliw ciekłych są narażone na zakłócenia przerobu ropy spowodowane niedostępnością usług logistycznych za pośrednictwem rurociągu oraz niestabilną sytuacją w państwach wydobywających ropę naftową. Istotne znaczenie może mieć również zmiana parametrów dostarczanej ropy i związane z nimi niższe uzyski produktów białych, a także prowadzone postoje remontowe instalacji produkcyjnych.

W sektorze paliw ciekłych głównym rodzajem działalności jest segment *downstream*, czyli przerób ropy naftowej na produkty ropopochodne, w tym paliwa oraz sprzedaż tych produktów odbiorcom. Segment *upstream* to sektor wydobywczy, który obejmuje poszukiwanie potencjalnych podziemnych lub podwodnych źródeł ropy naftowej i gazu ziemnego, wiercenie odwiertów poszukiwawczych i eksploatację odwiertów, które pozwalają na odzyskanie i wyniesienie na powierzchnię ropy naftowej lub gazu

ziemnego. Projekty wydobywcze są obarczone szeregiem ryzyk geologicznych i operacyjnych, które mogą uniemożliwić realizację oczekiwanych zysków. Realizacja tych projektów może się opóźnić lub może się nie powieść wcale, przede wszystkim z powodu wysokiego ryzyka poszukiwawczego tego typu działalności, przekroczenia kosztów, niższych niż zakładane cen ropy i gazu, wyższych niż zakładano obciążeń fiskalnych, niekorzystnych zmian w regulacjach sektorowych, niedoborów sprzętu oraz wykwalifikowanej kadry pracowników, trudnych warunków atmosferycznych czy trudności w znalezieniu partnerów do współdzielenia ryzyka i kosztów związanych z prowadzeniem projektów. Projekty te mogą również często wymagać korzystania z nowych, zaawansowanych technologii, które są kosztowne w opracowaniu, nabyciu i realizacji i mogą nie funkcjonować zgodnie z oczekiwaniami.

Trzeba także zauważyć, że ryzykiem dla sektora jest konieczność udziału w realizacji celu zwiększania udziału OZE w transporcie. Podmioty napotykają trudności technologiczne w blendowaniu estrów metylowych i bioetanolu oraz spełnianiu wymogów dotyczących rodzajów biokomponentów do zaliczenia celu. Ponoszone koszty mogą mieć także wpływ na konkurencyjność tych podmiotów.

6. Wpływ planowanych polityk i środków na inne państwa członkowskie i współpracę regionalną

6.1. Wpływ na system energetyczny w państwach sąsiednich i w innych państwach członkowskich w regionie

6.1.1. Systemy elektroenergetyczne

Efektywne wykorzystanie połączeń transgranicznych w Europie jest kluczowy dla bezpieczeństwa energetycznego. W tym celu Polska będzie kontynuować aktywną współpracę z państwami sąsiednimi.

Inwestycje w polskim systemie elektroenergetycznym w ostatnich latach jak i te planowane, mają szczególne znaczenie dla bezpieczeństwa elektroenergetycznego Państw bałtyckich oraz Ukrainy. Budowa połączenia elektroenergetycznego pomiędzy Polską i Litwą była jedną z ważniejszych inwestycji, zrealizowanych w ostatnich latach przez PSE SA. Linia dwutorowa 400 kV połączyła stacje Ełk Bis i Alytus na Litwie, która umożliwiła w obecnym układzie ze wstawką prądu stałego, wymianę transgraniczną o mocy do 500 MW. Linia „LitPol Link” jest jedynym połączeniem elektroenergetycznym pomiędzy krajami bałtyckimi oraz systemem Europy kontynentalnej. Połączenie to stanowi pierwszy krok ku pełnej integracji systemu państw bałtyckich z systemem UE. Kolejnym, obecnie realizowanym etapem jest budowa drugiego połączenia Polska-Litwa zwanego Harmony Link. Termin przeprowadzenie synchronizacji państw bałtyckich z obszarem synchronicznym Europy kontynentalnej został uzgodniony na luty 2025 r. Wcześniej odbędzie się odłączenie tego systemu od pracy synchronicznej z systemem UPS/IPS, obejmującym Rosję i Białoruś.

W perspektywie najbliższej dekady PSE S.A. planują rozbudowę całej sieci wewnętrznej, w szczególności na wschodzie i północy, służącą przyłączeniu źródeł energii zlokalizowanych na północy kraju i integrację systemów państw bałtyckich oraz na zachodzie w celu zwiększenia możliwości handlowych w ramach regionu Core (CCR Core). Podstawową korzyścią z rozbudowy sieci wewnętrznej jest wyprowadzenie mocy z krajowych źródeł wytwórczych, w tym OZE i nowych planowanych na północy kraju oraz wzrost pewności dostaw energii do odbiorców.

- Wspólna zasada wyznaczania zdolności przesyłowych

Wprowadzony w europejskim rynku energii podział na obszary rynkowe CCR (Capacity Calculation Region), ma na celu zapewnienie optymalizację alokacji zdolności przesyłowych. W poszczególnych regionach CCR operatorzy sieci przesyłowych wspólnie w sposób skoordynowany wyznaczają zdolności przesyłowe na granicach obszarów rynkowych. Granice polskiego obszaru rynkowego przypisane są do trzech CCR (Hansa, CORE, Baltic).

W perspektywie do 2025 r., w obrębie obszaru Core, planowano jest wprowadzenie metodyki FBA (flow-based allocation) jako metody wyznaczania zdolności przesyłowych dla rynku dnia następnego i dnia bieżącego. Metoda kalkulacji i wyznaczania zdolności przesyłowych, oparta o przepływy fizyczne FBA, znacząco zwiększyła wolumen przepływów transgranicznych na granicach Polski w obszarze regionie Core.

Wskaźnik poziomu przepustowości wyliczany jest jako iloraz udostępnianych zdolności przesyłowych i mocy zainstalowanej w jednostkach wytwórczych w danym państwie członkowskim, nie uwzględnia uwarunkowań strukturalnych występujących w połączonych systemach elektroenergetycznych, w których zachodzą zjawiska przepływów kołowych i tranzytowych, które ograniczają faktyczne możliwości przepływów handlowych pomiędzy sąsiadującymi państwami. Może to prowadzić do błędnych wniosków w zakresie skali potrzeb budowy nowych połączeń transgranicznych. Dodatkowo w Polsce szacuje się skokowy wzrost mocy zainstalowanej w elektrowniach OZE, zarówno wiatrowych offshore jak i fotowoltaicznych, co sprawia, że pomimo znacznego wysiłku inwestycyjnego dotyczącego zwiększenia zdolności transgranicznych, wskaźniki te pozostają na niskim poziomie.

Oprócz istniejących już wskaźników przepustowości (interconnectivity), w oparciu o wyniki prac grupy eksperckiej wprowadzono rozporządzeniem w sprawie zarządzania unią energetyczną (rozporządzenie 2018/1999/UE, Aneks I, Część 1, Sekcja A, pkt. 2.4.1) zestaw nowych wskaźników służących jako przesłanka do uruchomienia przez państwo członkowskie pilnych działań w zakresie zapewnienia niezbędnej infrastruktury pomagającej osiągnąć cel „interconnectivity” na 2030 r. Te nowe wskaźniki zostały sformułowane w następujący sposób:

- 1) różnica w cenie na rynku hurtowym przekraczająca orientacyjny próg 2 EUR/MWh między państwami członkowskimi, regionami lub obszarami rynkowymi;
- 2) nominalna zdolność przesyłowa połączeń międzysystemowych poniżej 30 % maksymalnego zapotrzebowania na moc;
- 3) nominalna zdolność przesyłowa połączeń międzysystemowych poniżej 30 % mocy zainstalowanej ze źródeł odnawialnych.

6.1.2. Systemy gazowe

Polska zrealizowała szereg działań, które pozwoliły na realną dywersyfikację dostaw energii. Zrealizowana została inwestycja budowy gazociągu Baltic Pipe, zwiększenie przepustowości terminalu LNG w Świnoujściu oraz budowa połączenia ze Słowacją i Litwą. Projekty te stanowią polski wkład w realizację koncepcji Trójmorza, której celem jest pogłębiona integracja państw w obszarze Morza Bałtyckiego, Adriatyckiego oraz Czarnego oraz priorytetowych w skali Unii Europejskiej – korytarza gazowego północ-południe dla państw Europy Środkowo-Wschodniej oraz planu integracji energetycznej państw bałtyckich. Realizowany jest także plan budowy drugiego terminala regazyfikacyjnego LNG w Zatoce Gdańskiej.

Dodatkowo, rozbudowa połączeń transgranicznych gazu ziemnego pozwoli krajom w regionie na zwiększone komercyjne zastosowanie magazynów gazu ziemnego. Ukraina posiada największy w Europie potencjał magazynowania (ponad 30 mld m³) gazu ziemnego, Słowacja posiada magazyny o pojemności prawie 4 mld m³, Czechy ponad 3 mld m³. W wyniku zwiększonych zdolności transgranicznego przesyłu gazu ziemnego powstała zatem możliwość komercyjnego udostępniania pojemności magazynowych.

We wspólnym interesie wszystkich krajów w regionie leży rozbudowanie sieci połączeń gazowych, tak aby zwiększyć dywersyfikację kierunków dostaw gazu ziemnego na potrzeby gospodarek krajowych regionu Europy Środkowej i Południowo-Wschodniej. Działania takie pozwolą na podniesienie bezpieczeństwa energetycznego w regionie oraz pozwolą ustabilizować ceny nośników energii.

6.1.3. Energetyka jądrowa

Ze względu na konieczność zastąpienia starzejących się mocy wytwórczych w krajowym systemie elektroenergetycznym od 2030 roku, a także wzrost zapotrzebowania na energię niezbędne jest inwestowanie w nowe źródła. Z budowy bloków elektrowni jądrowej w Polsce płyną przede korzyści w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, dywersyfikacji oraz ograniczenia wpływu sektora energetycznego na środowisko. Ponadto wpłynie na rozwój rynku energii, zarówno dla Polski, jak i krajów sąsiadujących. Przewiduje się, iż dzięki inwestycji spowolnione zostanie tempo wzrostu cen energii, a w dłuższej perspektywie utrzymanie ich na stabilnym poziomie. Elektrownie jądrowe zapewniają przewidywalność i stabilność pracy. Podniesienie potencjału wytwórczego w Polsce wpłynie na możliwości eksportowe energii do krajów sąsiadujących, połączonych systemami elektroenergetycznymi z Polską, a także budowę wewnętrznego regionalnego rynku energii. Ze względu na niższy jednostkowy koszt wytwarzania w porównaniu do innych technologii energetycznych, spowodowany niewielkim udziałem kosztów paliwa w kosztach całkowitych produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych przyczyni się do stabilizacji hurtowych cen energii elektrycznej.

6.1.4. Rynek mocy

Rynek mocy jest mechanizmem wspierającym bezpieczeństwo energetyczne i stanowić ma impuls inwestycyjny dla zapewnienia stabilności dostaw energii elektrycznej. Rozbudowa aktualnego stanu mocy wytwórczych, w sytuacji znaczących wycofań obecnie funkcjonujących jednostek systemu, ma kluczowe znaczenie dla pewności dostaw oraz pokrycia wzrostu popytu. Zakłócenia działania systemu elektroenergetycznego w Polsce mogłyby mieć konsekwencje również dla krajów sąsiadujących, połączonych z KSE przez połączenia wzajemne. Mechanizm rynku mocy ma za zadanie zapobiec takim zakłóceniom, zapewniać bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w Polsce i tym samym wspierać bezpieczeństwo dostaw w regionie. W wyniku przeprowadzenia kolejnych aukcji na rynku mocy wzrośnie zdolność rezerwowa, dzięki której okresy niedoboru mocy w ciągu roku ulegną zmniejszeniu, w efekcie czego, zmaleje ryzyko niedoboru podaży energii elektrycznej. Utrzymanie bezpiecznego, wymaganego poziomu mocy w systemie przyczyni się do budowy stabilnego europejskiego rynku energii.

Realizowane na terenie połączonych europejskich rynków energii dostawy energii elektrycznej z założenia wspierają budowę unii energetycznej. Wykorzystywanie potencjału produkcyjnego stawianych do dyspozycji jednostek państw sąsiednich oraz handel transgraniczny mogą nieść korzyści dla wszystkich zainteresowanych krajów, takie jak zwiększona konkurencyjność technologiczna, a w rezultacie obniżenie kosztów produkcji.

Polska zapewniła otwartość mechanizmu dla wszelkiego rodzaju dostawców zdolności wytwórczych – w tym także dla zagranicznych, a także regularność przeprowadzania i konkurencyjność aukcji. Ponadto, w procesie notyfikacji Polska zobowiązała się do wdrożenia reform dotyczących funkcjonowania rynku energii elektrycznej. Mechanizm rynku mocy został zatwierdzony przez Komisję Europejską, co jednoznacznie wskazuje, iż nie zagraża on integracji rynków energii Polski z krajami sąsiadującymi. Przyczynia się on do zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii, zapewniając równocześnie ochronę konkurencji jednolitego rynku.

6.2. Wpływ na ceny energii, usługi energetyczne i integrację rynku energii

6.2.1. Wpływ na ceny energii

Podjęte i zrealizowane w zakresie systemów gazowych działania zmieniły strukturę dostaw na rynku gazu. Zwiększona dostępność źródeł i kierunków dostaw w regionie prowadzi do wzrostu konkurencyjności i stabilności cen paliwa gazowego. Ciężar inwestycyjny, jaki poniesiony został przez spółki przesyłu gazu w Polsce i krajach sąsiadujących, był częściowo zmniejszony przez wsparcie z funduszy europejskich, a w szczególności przez fundusze przyznane w ramach wsparcia dla projektów będących projektami wspólnego zainteresowania PCI. Wsparcie to pozwoliło na częściową mitygację kosztów.

W odniesieniu do energii elektrycznej należy wskazać, że niezwykle trudno jest ocenić wpływ prognozowanych polityk i środków wprowadzonych w Polsce na wysokość cen energii elektrycznej państw sąsiadujących oraz państw w regionie. Wdrażanie prawa UE w zakresie rynku energii elektrycznej, a także działania mające na celu dekarbonizację sektora elektroenergetycznego powinny skutkować większym zbliżeniem się cen energii elektrycznej w regionie (tj. konwergencją cen).

Integracja rynku energii

W rozporządzeniu KE 2017/2195⁵⁵ (wytyczne dotyczące bilansowania) zawarto szereg zaleceń dotyczących bilansowania energii elektrycznej w tworzonej połączonym systemie europejskim. Współpraca w takim wymiarze pozwoli obniżyć koszty bilansowania oraz zwiększy bezpieczeństwo KSE.

W obecnym momencie rozwijane są platformy wymiany usług bilansowania wg modelu OSP–OSP. W tym rozwiązaniu dostawca usług jest zobowiązany dostarczyć usługi na rzecz swojego OSP (operatora systemu przesyłowego), który następnie może świadczyć wobec innego, wnioskującego OSP. W ramach rozporządzenia wdrażane są obecnie następujące projekty:

- PICASSO (*The Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation*) to platforma wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną (wtórna automatyczna) aFRR. Projekt prowadzony jest przez OSP, którzy przystąpili do inicjatywy jego budowania. PICASSO jest projektowany i wdrażany jako inicjatywa wspólnej, europejskiej platformy do aktywacji regulacji wtórnej automatycznej biorąc pod uwagę aspekty ekonomiczne, prowadzące do optymalizacji kosztów wykorzystania usługi.
- MARI (*Manual Activated Reserve Initiative*) jest platformą wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną (wtórna ręczna) mFRR. Projekt prowadzony jest przez OSP, którzy przystąpili do inicjatywy jego budowania. MARI jest projektowany i wdrażany jako inicjatywa wspólnej, europejskiej platformy do wymiany energii bilansującej pomiędzy obszarami regulacyjnymi. Energia pochodzi z jednostek zakontraktowanych jako świadczące usługę rezerwy wtórnej aktywowanej ręcznie.
- TERRE (*Trans European Replacement Reserves Exchange*) czyli platforma wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych RR. W projekcie biorą udział poszczególni OSP, którzy dołączyli do inicjatywy jego budowania. TERRE projektowany i wdrażany jest jako inicjatywa wspólnej, europejskiej platformy do wymiany energii bilansującej pomiędzy obszarami regulacyjnymi. Energia pochodzi z jednostek zakontraktowanych jako świadczące usługę rezerwy trójnej.
- IGCC (*International Grid Control Cooperation*) to projekt dotyczący wprowadzenia procesu kompensacji niezbilansowania pomiędzy OSP dwóch lub więcej obszarów LFC (obszar regulacyjny mocy i częstotliwości). Działania prowadzone są w obrębie jednego lub kilku

⁵⁵ Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 6

obszarów połączonych synchronicznie, aby zapobiegać aktywacji energii bilansującej z rezerwy wtórnej (odbudowy) częstotliwości w przeciwnych kierunkach oraz korekty kontrolerów w obszarach LFC konkretnych OSP.

6.3. Wpływ na współpracę regionalną

Porozumienie paryskie

Od 2020 roku kraje rozwinięte zobowiązały się do przekazywania krajom rozwijającym się 100 mld USD rocznie na inwestycje w efektywność energetyczną oraz walkę ze szkodliwymi emisjami. Polska znajduje się w gronie państw rozwiniętych i zadeklarowała na konferencji wkład w wysokości 8 mln USD. Kraje zobowiązały się do weryfikacji celów w cyklach 5-letnich. Polska aktywnie współpracuje z wszystkimi państwami, które ratyfikowały porozumienie, realizując działania zmierzające do redukcji emisji gazów cieplarnianych, z jednoczesnym poszanowaniem swojej specyfiki społeczno-gospodarczej. Bierze także czynny udział w organizacji kolejnych szczytów klimatycznych (Poznań, Warszawa, Katowice), których celem jest osiągnięcie postępu w tworzeniu zasad i obowiązków wdrażania Porozumienia.

Transfer statystyczny

W ramach współpracy na szczeblu międzynarodowym pomiędzy Polską a krajami UE (oraz Konfederacji Szwajcarskiej i członków EFTA) dozwolone jest przekazanie w danym roku określonej ilości energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach OZE. Porozumienie odbywa się za pomocą tzw. transferu statystycznego, który jest tworzony na podstawie umowy międzynarodowej lub umowy cywilnoprawnej. Kraje mogą skorzystać z transferu w przypadku nieosiągnięcia krajowego celu w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu brutto. Zakłada się, że Polska do 2030 r. będzie realizowała wytyczone cele w oparciu o własne zasoby, z uwzględnieniem wymaganych poziomów współpracy z innymi państwami. Jednocześnie nie przewiduje się uzyskania nadwyżki produkcji energii ze źródeł odnawialnych, którą Polska mogłaby przekazać do innych państw członkowskich w celu realizacji ich wkładu krajowego.

SET PLAN

Polska obecnie aktywnie uczestniczy w dwóch zespołach Tymczasowych Grup Roboczych TWG (nag. Temporary Working Groups) w ramach SET (Strategic Energy Technology) Plan. Są to TWG Action 6 'Energy efficiency in industry' oraz TWG Action 10 'Nuclear'. Czynny udział w pracach pozostałych TWG jest uzależniony od określenia priorytetów energetycznych Polski, które będą zgodne z priorytetami SET-Planu. Oznacza to, że na obszary priorytetowe Polski w SET-Plan będą miały wpływ kierunki transformacji wskazane w aktualizacji KPEiK.

Baltic Energy Market Interconnection Plan

Polska zakłada dalszą współpracę na poziomie europejskim w ramach BEMIP (Baltic Energy Market Interconnection Plan). Wymienione wcześniej projekty inwestycyjne pozwolą na realizację strategicznych założeń tego planu, np. omówioną wcześniej synchronizację systemów elektroenergetycznych Państw Bałtyckich z obszarem Europy kontynentalnej. W tym celu realizowana będzie ciągła komunikacja pomiędzy uczestnikami tejże inicjatywy. Spodziewanym efektem będzie zacieśnianie współpracy regionalnej w zakresie energetyki oraz swobodny handel surowcami energetycznymi i energią elektryczną.

Energetyka jądrowa

Organem administracji rządowej powołanym do zapewnienia bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej kraju jest Państwowa Agencja Atomistyki. Organ ten bierze udział w tworzeniu międzynarodowych standardów i aktów prawnych poprzez wymianę informacji na temat bezpieczeństwa jądrowego z krajami sąsiednimi. Ze względu na eksploatację elektrowni jądrowych w bliskim sąsiedztwie granic Polski, a także planowaną inwestycją w Polsce, kluczowa jest współpraca z dozorami jądrowymi

krajów sąsiadujących, realizowana na podstawie międzyrządowych umów dotyczących wczesnego powiadamiania o awarii jądrowej i współpracy w dziedzinie bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej. Państwowa Agencja Atomistyki zawarła umowy ze wszystkimi krajami graniczącymi z Polską, a także z Austrią, Danią i Norwegią.

Dodatkowo, Państwowa Agencja Atomistyki współpracuje na arenie międzynarodowej w zakresie zwiększania kompetencji i wdrażania dobrych praktyk poprzez wymianę wiedzy i doświadczeń z zagranicznymi partnerami podczas udziału w pracach organizacji i stowarzyszeń międzynarodowych. Polska jest aktywnym członkiem wspólnot, grup, towarzystw, takich jak: Europejska Wspólnota Energii Atomowej (Euratom), Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej (IAEA), Agencja Energii Jądrowej Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (NEA OECD), Grupa Szełów Europejskich Urzędów Dozoru Radiologicznego (HERCA), Zachodnioeuropejskie Stowarzyszenie Dozorów Jądrowych (WENRA) Rada Państw Morza Bałtyckiego (RPMB), Europejskie Stowarzyszenie Regulatorów Ochrony Fizycznej (ENSRA), Europejskie Towarzystwo Badań i Rozwoju Zabezpieczeń Materiałów Jądrowych (ESARDA). Polska deklaruje dalszą chęć uczestnictwa i działalności w ww. grupach w ramach współpracy międzynarodowej oraz regionalnej.

Otwarta współpraca międzynarodowa w podnoszeniu bezpieczeństwa elektrowni jądrowych ze względu na globalne skutki jakie mogłaby wywołać awaria jądrowa pozwala na czerpanie wiedzy i doświadczeń od innych państw oraz przejmowanie dobrych praktyk. Polska uważa, że międzynarodowa współpraca i proces uczenia się zapewniają możliwość szybkiego i skutecznego wdrożenia najlepszych rozwiązań w elektrowniach jądrowych. Planowane jest dalsze rozwijanie współpracy z partnerami, którzy posiadają bogate doświadczenie w nadzorze nad dużymi obiektami jądrowymi oraz nieustanny rozwój zaplecza naukowo-badawczego energetyki jądrowej.

W ramach Unii Europejskiej Polska bierze udział w pracach Grupy Roboczej Rady UE ds. Jądrowych, na której diskutowane są dokumenty legislacyjne i pozalegisłacyjne wz. Wspólnoty Euratom. Polska uczestniczy w koalicji państw pro – jądrowych i występuje ze stanowiskami wspierającymi rozwój energetyki jądrowej w UE, warunki inwestycyjne w sektorze oraz zwiększenie środków na badania i rozwój jądrowy. Monitorowane są również i w razie potrzeby podejmowane interwencje w ramach prac pozostałych grup roboczych RUE w sprawach istotnych dla rozwoju energetyki jądrowej, np. ds. środowiskowych. Polska jest także członkiem grup roboczych dedykowanych Zadaniu 10 SET-Planu, który stanowi filar technologiczny europejskiej polityki klimatyczno-energetycznej, dbając o widoczność i dostęp do finansowania dla polskich projektów badawczych w zakresie nowych technologii (HTR), bezpieczeństwa jądrowego i gospodarki odpadami promieniotwórczymi.

Grupa Wyszehradzka (V4)

W obszarze energetycznym Polska współpracuje również w ramach grupy Wyszehradzkiej. W ramach gazowego projektu korytarza północ-południe, zrealizowano gazowe połączenia międzysystemowe: Polska – Słowacja oraz Słowacja – Węgry. Wszystkie cztery kraje grupy zajmują solidarne stanowisko w związku z wykorzystaniem energii jądrowej i współpracują w obszarze elektroenergetyki. Działania te sprzyjają budowaniu bezpieczeństwa energetycznego i niezależności państw V4. Spójne zdefiniowanie celów oraz ich solidarna realizacja sprzyjają tworzeniu integracji Unii Europejskiej i harmonizacji jej poziomu rozwoju.

7. Wkład planowanych polityk i środków na rzecz osiągnięcia unijnego celu neutralności klimatycznej określonego w art. 2 ust. 1 rozporządzenia (UE) 2021/1119⁵⁶

Polityki i działania wskazane w aKPEiK będą stanowić istotny wkład w dalsze ograniczanie emisji GHG, w tym do 2050 r. Porównując wyniki dla scenariuszy emisji WEM i WAM można stwierdzić, że dodatkowe, planowane obecnie działania przyczynią się do dalszego ograniczania emisji GHG w kontekście 2030 r., 2040 r. i 2050 r. Szacuje się, że scenariusz WAM pozwoli osiągnąć redukcję emisji na poziomie -44,5% w 2030 r., -65,7% w 2040 r. w porównaniu do poziomu w 1990 r. (bez sektora LULUCF). W porównaniu do scenariusza WEM, emisje całkowite GHG (bez sektora LULUCF) w sc. WAM będą niższe o 18,9 mln t w 2030 r. i 33,5 mln t w 2040 r.

Biorąc pod uwagę udział emisji z poszczególnych sektorów w emisjach całkowitych GHG, najistotniejsze znaczenie w dalszym obniżeniu emisji GHG w polskiej gospodarce będzie miał sektor wytwarzania energii i sektor transportu, których udziały w całkowitych emisjach GHG są największe. W dążeniu do neutralności klimatycznej, nie bez znaczenia będzie także osiągnięcie poziom pochłaniania przez sektor LULUCF, który wg scenariusza WAM może wynieść odpowiednio -42,08 mln t w 2030 r. oraz -29,98 mln t w 2040 r.

Ścieżkę i wkład Polski w osiągnięcie celu neutralności klimatycznej UE będzie bardziej szczegółowo definiować strategia długoterminowa do 2050 r., nad którą trwają prace w Ministerstwie Klimatu i Środowiska.

Poniższe tabele zestawiają dane dot. prognozowanych redukcji emisji GHG wg scenariuszy prognoz emisji opracowanych na potrzeby aKPEiK.

Tabela 7.1. Redukcje emisji GHG wynikające z dodatkowych działań ujętych w scenariuszu WAM

	Dodatkowe redukcje emisji w sc. WAM względem sc. WEM [mln t CO ₂ eq]	
	2030	2040
Energia (bez transportu)	-15,3	-26,2
Transport	-0,5	-1,7
Procesy przemysłowe	-0,5	-1,5
Rolnictwo	-2,6	-4,0
Emisje całk. GHG z LULUCF	-36,4	-49,2
Emisje całk. GHG bez LULUCF	-18,9	-33,5

Źródło: KOBIZE

Tabela 7.2. Redukcja całkowitych emisji GHG wg scenariuszy względem poziomu emisji w 1990 r.

	2030		2040	
	WEM	WAM	WEM	WAM
Redukcja emisji GHG z LULUCF	-42,3%	-50,4%	-59,2%	-70,2%
Redukcja emisji GHG bez LULUCF	-40,6%	-44,5%	-58,7%	-65,7%

Źródło: KOBIZE

⁵⁶ rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119 z dnia 30 czerwca 2021 r. w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmiany rozporządzeń (WE) nr 401/2009 i (UE) 2018/1999 (Europejskie prawo o klimacie) (Dz. Urz. UE L 243, 09.07.2021, str. 1)

Wykaz regulacji UE (i nazwy zwyczajowe)

dyrektywa 94/62/WE w sprawie opakowań i odpadów opakowaniowych – dyrektywa 94/62/WE PE i Rady z dnia 20 grudnia 1994 r. w sprawie opakowań i odpadów opakowaniowych, [link](#)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

dyrektywa RED III – dyrektywa PE i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652, [link](#)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Konwencja genewska – Konwencja w sprawie transgranicznego zanieczyszczenia powietrza na dalekie odległości (CLRTAP – ang. *Convention on Long-Range Transboundary Air Pollution*) – podpisana w dn. 13 listopada 1979 r., [link](#)

Wykaz skrótów

aKPEiK	- aktualizacja Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030
BAT	- ang. <i>Best Available Technology</i> – najlepsza dostępna technologia
BECSS	- ang. <i>Bioenergy with Carbon Capture and Storage</i> – technologia wykorzystania bioenergii z wychwytywaniem i składowaniem dwutlenku węgla
BREF	- ang. <i>Best Available Techniques Reference</i> – dokumenty referencyjne BAT
BŚ	- Bank Światowy
CAPEX	- ang. <i>capital expenditure</i> – nakłady inwestycyjne
CCS/CCUS	- ang. <i>Carbon Capture (Utilization) and Storage</i> – technologia wychwytu (wykorzystania) i składowania dwutlenku węgla
CO	- centralne ogrzewanie
COP	- ang. <i>Coefficient of Performance</i> – współczynnik efektywności pompy ciepła
CWU	- ciepła woda użytkowa
DSR	- ang. <i>Demand Side Response</i> – reakcja strony popytowej
EED	- ang. <i>Energy Efficiency Directive</i> – dyrektywa o efektywności energetycznej
ENPEP	- ang. <i>Energy and Power Evaluation Program</i> – pakiet programów do analiz rozwoju sektora energii
EUA	- ang. <i>European Union Allowance</i> – uprawnienia do emisji służące do rozliczania emisji w europejskim systemie handlu uprawnieniami do emisji. 1 EUA = 1 t. ekw. CO ₂
EU ETS	- ang. <i>European Union Emissions Trading System</i> – Europejski System Handlu Uprawnieniami do Emisji
EUROSTAT	- Europejski Urząd Statystyczny
FBC	- ang. <i>fluidized bed combustion</i> – jednostki z kotłami fluidalnymi
GCV	- ang. <i>gross calorific value</i> – ciepło spalania paliwa
GHG	- ang. <i>greenhouse gases</i> – gazy cieplarniane
GTCC	- ang. <i>gas turbine combined cycle</i> – kombinowane układy gazowo-parowe
GUS	- Główny Urząd Statystyczny
HVO/COHVO	- ang. <i>hydrated vegetable oils/co-processing hydrated vegetable oils</i> – uwodornione oleje roślinne/współ-uwodornione oleje roślinne
IED	- ang. <i>Industrial Emissions Directive</i> – dyrektywa w sprawie emisji przemysłowych
IGCC	- ang. <i>Integrated Gasification Combined Cycle</i> – zintegrowany układ zgazowania węgla
IRENA	- International Renewable Energy Agency
IPCC	- ang. <i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i> – Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu
IRiESP	- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
JWCD	- jednostka wytwórcza centralnie dysponowana
KE	- Komisja Europejska
KOBiZE	- Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami
KPEiK	- Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030
KSE	- Krajowy System Elektroenergetyczny
LCP	- ang. <i>Large Combustion Plants</i> – dyrektywa 2001/80/WE w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania paliw
LNG	- ang. <i>Liquefied Natural Gas</i> – skroplony gaz ziemny
LPG	- ang. <i>Liquefied Petroleum Gas</i> – skroplony gaz petrochemiczny
LULUCF	- ang. <i>Land Use, Land Use Change and Forestry</i> , użytkowanie gruntów, zmianą użytkowania gruntów i leśnictwo.
MAE	- Międzynarodowa Agencja Energetyczna
MAED	- ang. <i>Model for Analysis of Energy Demand</i> – model do analizy zapotrzebowania na energię

ME	-	minister właściwy ds. energii
MESSAGE	-	ang. <i>Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts</i> – model alternatywnych strategii zaopatrzenia w energię i ich ogólne oddziaływanie na środowisko
MEW	-	małe elektrownie wodne o mocy do 5 MW
MF	-	minister właściwy ds. finansów publicznych
MSR	-	ang. <i>Market Stability Reserve</i> - Mechanizm Rezerwy Stabilizacyjnej
nJWCD	-	jednostki wytwórcze niebędące jednostkami wytwórczymi centralnie dysponowanymi
NBP	-	Narodowy Bank Polski
NCV	-	ang. <i>net calorific value</i> - wartość opałowa paliwa
NEC	-	ang. <i>National Emission Ceilings</i> – dyrektywa 2016/2284 w sprawie redukcji krajowych emisji niektórych rodzajów zanieczyszczeń atmosferycznych, zmiany dyrektywy 2003/35/WE oraz uchylecia dyrektywy 2001/81/WE
NFR	-	ang. <i>Nomenclature for Reporting</i> – format podziału źródeł emisji na kategorie stosowany w ramach konwencji CLRTAP
NMLZO	-	niemetanowe lotne związki organiczne
NREL	-	National Renewable Energy Laboratory
OOL	-	olej opałowy lekki
OPEX	-	ang. <i>operating expenditures</i> - wydatki operacyjne
OSP	-	operator systemu przesyłowego
OZE	-	odnawialne źródła energii
PE	-	Parlament Europejski
PEP	-	Polityka energetyczna Polski
PIG	-	Państwowy Instytut Górniczy – Państwowy Instytut Badawczy
PKB	-	Produkt Krajowy Brutto
PKB/Ma	-	wskaźnik PKB na mieszkańca
pkm	-	pasażerokilometry
PPEJ	-	Program polskiej energetyki jądrowej
PPP	-	ang. <i>Purchasing Power Parities</i> – parytet siły nabywczej
RE	-	Rada Europejska
RES	-	ang. <i>Renewable Energy Sources</i> – energia ze źródeł odnawialnych
RES-OS	-	udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto (denominator wskaźnika w skali kraju – Overall Share)
RES-E	-	udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w obszarze elektroenergetycznym (denominator wskaźnika sektorowego)
RES-H&C	-	udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w obszarze ciepłowniczo-chłodniczym (denominator wskaźnika sektorowego)
RES-T	-	udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w obszarze transportowym (denominator wskaźnika sektorowego)
RFNBO	-	paliwa odnawialne pochodzenia niebiologicznego, w tym wodór odnawialny pochodzenia niebiologicznego „wodór RFNBO”, w rozumieniu dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz.U. L 328 z 21.12.2018, s. 82, ze zm.) oraz rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) 2023/1184 z dnia 10 lutego 2023 r. uzupełniającego dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 przez ustanowienie unijnej metodyki określającej szczegółowe zasady produkcji odnawialnych ciekłych i gazowych paliw transportowych pochodzenia niebiologicznego (Dz.U. L 157 z 20.6.2023, str. 11)
SOR	-	Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do 2030 roku
SMR	-	ang. <i>Small Modular Reactor</i> - reaktor jądrowy o mocy do 300 MWe

- STEAM-PL** - ang. *Set of Tools for Energy Demand Analysis and Modelling* – model zapotrzebowania na paliwa i energię dla Polski
- TG** - turbiny gazowe
- tkm** - tonokilometry
- WAM** - ang. *with additional measures* – scenariusz z dodatkowymi politykami i środkami
- WEM** - ang. *with existing measures* – scenariusz wdrożonych polityk i środków

Spis tabel

Tabela 1.1. Źródła danych prognoz zmian aktywności, wykorzystane do projekcji emisji gazów cieplarnianych oraz zanieczyszczeń powietrza (zgodnie z dyrektywą NEC)	5
Tabela 1.2. Projekcje emisji gazów cieplarnianych według sektorów, dla scenariusza WAM	6
Tabela 1.3. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w sektorze 1A. Spalanie paliw, dla scenariusza WAM .	8
Tabela 1.4. Prognozowane emisje CO ₂ , dla scenariusza WAM.....	9
Tabela 1.5. Prognozowane emisje N ₂ O, dla scenariusza WAM	10
Tabela 1.6. Prognozowane emisje CH ₄ , dla scenariusza WAM.....	10
Tabela 1.7. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w podziale na ETS i non-ETS, dla scenariusza WAM ..	12
Tabela 1.8. Projekcje emisji dwutlenku siarki, według sektorów (kategorii NFR), dla scenariusza WAM.	12
Tabela 1.9. Projekcje emisji tlenków azotu, według sektorów (kategorii NFR), dla scenariusza WAM	13
Tabela 1.10. Projekcje emisji NMLZO, według sektorów (kategorii NFR), dla scenariusza WAM.....	14
Tabela 1.11. Projekcje emisji amoniaku, według sektorów (kategorii NFR), dla scenariusza WAM.....	16
Tabela 1.12. Projekcje emisji pyłu PM _{2.5} , według sektorów (kategorii NFR), dla scenariusza WAM	16
Tabela 1.13. Prognozowana redukcja emisji zanieczyszczeń powietrza w latach 2025-2040 w stosunku do celów określonych w dyrektywie NEC, dla scenariusza WAM	18
Tabela 1.14. Projekcje emisji gazów cieplarnianych dla scenariuszy WEM i WAM, według sektorów	18
Tabela 1.15. Prognozy zmiany emisji gazów cieplarnianych w sektorze 1A. Spalanie paliw, scenariusz WAM vs. WEM.....	19
Tabela 1.16. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w podziale na ETS i non-ETS, dla scenariuszy WEM i WAM.....	22
Tabela 1.17. Prognozy zmiany emisji dwutlenku siarki, według sektorów (kategorii NFR), scenariusz WAM vs. WEM.....	22
Tabela 1.18. Prognozy zmiany emisji tlenków azotu, według sektorów (kategorii NFR), scenariusz WAM vs. WEM.....	23
Tabela 1.19. Prognozy zmiany emisji NMLZO, według sektorów (kategorii NFR), scenariusz WAM vs. WEM	24
Tabela 1.20. Prognozy zmiany emisji amoniaku, według sektorów (kategorii NFR), scenariusz WAM vs. WEM	25
Tabela 1.21. Prognozy zmiany emisji PM _{2,5} , według sektorów (kategorii NFR), scenariusz WAM vs. WEM	25
Tabela 1.22. Sektorowe i całkowite zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych	33
Tabela 1.23. Sektor elektroenergetyczny	33
Tabela 1.24. Sektor ciepłownictwa i chłodnictwa.....	34
Tabela 1.25. Sektor transportu	35
Tabela 1.26. Wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w budynkach [GWh].....	36
Tabela 1.27. Wytwarzanie ciepła z odnawialnych źródeł energii w budynkach [ktoe].....	37
Tabela 1.28. OZE w budynkach [ktoe].....	37
Tabela 1.29. OZE w przemyśle [ktoe]	38
Tabela 2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem [ktoe]	40
Tabela 2.2. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory (bez zużycia nieenergetycznego) [ktoe]	41
Tabela 2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki [ktoe].....	43
Tabela 2.4. Zużycie nieenergetyczne w podziale na paliwa [ktoe].....	44
Tabela 2.5. Wskaźniki intensywności zużycia energii pierwotnej względem PKB [toe/mln EUR'2020]	44
Tabela 2.6. Wskaźniki intensywności zużycia energii pierwotnej względem PKB [toe/Ma].....	44
Tabela 2.7. Wskaźniki intensywności zużycia energii finalnej w podziale na sektory [toe/mln EUR'2020]	45
Tabela 2.8. Wsad paliwowy na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej [ktoe]	45
Tabela 2.9. Wsad paliwowy w pozostałe procesy konwersji [ktoe].....	46
Tabela 2.10. Procentowy udział wytwarzania skojarzonego w produkcji energii elektrycznej i ciepła	47
Tabela 2.11. Produkcja energii ciepłej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach [TJ]	47

Tabela 2.12. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach grzewczych w podziale na sektory [PJ]	48
Tabela 2.13. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach ciepła w podziale na paliwa i nośniki energii [PJ]	48
Tabela 3.1. Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa [ktoe] – scenariusz WAM	54
Tabela 3.2. Saldo importowo-eksportowe netto [ktoe]	55
Tabela 3.3. Saldo importowo-eksportowe netto energii elektrycznej [ktoe]	56
Tabela 3.4. Uzależnienie od importu z państw trzecich	56
Tabela 3.5. Główne źródła importu (państwa)	57
Tabela 3.6. Krajowe zużycie brutto paliw i energii [ktoe] – scenariusz WAM	59
Tabela 3.7. Produkcja energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto – scenariusz WAM	60
Tabela 3.8. Produkcja energii elektrycznej brutto [TWh] – scenariusz WAM	62
Tabela 3.9. Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii (scenariusz WAM) [MW]	65
Tabela 4.1. Transgraniczna przepustowość połączeń międzysystemowych energii elektrycznej na występujących i planowanych połączeniach [MW]	67
Tabela 4.2. Zdolności przesyłowe netto połączeń międzysystemowych energii elektrycznej na istniejących i planowanych połączeniach [MW]	68
Tabela 4.3. Poziom połączeń międzysystemowych	68
Tabela 4.4. Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej [EUR'2020/MWh] – scenariusz WAM	69
Tabela 4.5. Jednostkowe koszty wytwarzania „zielonego wodoru” [EUR'2020/kg] – scenariusz WAM	69
Tabela 4.6. Ceny energii elektrycznej z podziałem na sektor [EUR'2020/kWh] – scenariusz WAM	70
Tabela 4.7. Krajowe ceny detaliczne paliw – gaz ziemny [EUR'2020/ktoe] scenariusz WAM	70
Tabela 4.8. Krajowe ceny detaliczne paliw – węgiel kamienny energetyczny i koksujący [EUR'2020/ktoe] scenariusz WAM	70
Tabela 4.9. Krajowe ceny detaliczne paliw – lekki olej opałowy i olej napędowy [EUR'2020/ktoe] scenariusz WAM	71
Tabela 4.10. Krajowe ceny detaliczne paliw – benzyna i LPG [EUR'2020/ktoe] scenariusz WAM	71
Tabela 4.11. Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze wytwórczym w latach 2021-2040* [mld PLN'2020]	71
Tabela 4.12. Prognozowane nakłady inwestycyjne w podsektorze przesyłu i dystrybucji [mld PLN'2020]	72
Tabela 4.13. Projekty infrastruktury przesyłowej gazu na Liście Projektów Strategicznych	73
Tabela 4.14. Nakłady inwestycyjne w sektorach paliwowo-energetycznych w podziale na sektory [mld PLN'2020] dla scenariusza WAM	74
Tabela 5.1. Produkt Krajowy Brutto Polski	76
Tabela 5.2. Prognozowana liczba ludności Polski oraz liczby ludności gotowej do pracy	77
Tabela 5.3. Dynamiki cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych	77
Tabela 5.4. Nakłady inwestycyjne w scenariuszu WEM i WAM [mld PLN'2020]	78
Tabela 5.5. Porównanie zużycia energii pierwotnej i finalnej w scen. WEM i WAM [ktoe]	78
Tabela 5.6. Zużycie finalne energii, scen. WEM [ktoe]	79
Tabela 5.7. Zużycie finalne energii, scen. WAM [ktoe]	79
Tabela 5.8. Dynamika zużycia energii wg sektorów, scen. WEM [ktoe]	80
Tabela 5.9. Dynamika zużycia energii wg sektorów, scen. WAM [ktoe]	80
Tabela 5.10. Zmian PKB w scenariuszu WEM i WAM [mld EUR'2020]	81
Tabela 5.11. Zmiany całkowitych inwestycji w gospodarce w scenariuszu WEM i WAM [mld EUR'2020]	82
Tabela 5.12. Zmiany konsumpcji gospodarstw domowych w scen. WEM i WAM [mld EUR'2020]	82
Tabela 5.13. Projekcja salda handlu zagranicznego [mld EUR'2020]	83
Tabela 5.14. Projekcja dynamiki płacy realnej	83
Tabela 7.1. Redukcje emisji GHG wynikające z dodatkowych działań ujętych w scenariuszu WAM	104
Tabela 7.2. Redukcja całkowitych emisji GHG wg scenariuszy względem poziomu emisji w 1990 r.	104

Spis wykresów i rysunków

Rysunek 1.1. Emisje historyczne (1990-2020) oraz projekcje emisji gazów cieplarnianych (z uwzględnieniem emisji pośredniej CO ₂ i wyłączeniem emisji i pochłaniania z LULUCF) wg sektorów, dla scenariusza WAM	6
Rysunek 1.2. Emisje historyczne (2005-2020) oraz projekcje emisji gazów cieplarnianych (z uwzględnieniem emisji pośredniej CO ₂ i wyłączeniem emisji i pochłaniania z LULUCF) dla scenariusza WEM i WAM.....	19
Rysunek 1.3. Udział OZE w ujęciu krajowym.....	27
Rysunek 1.4. Porównanie udziałów OZE w poszczególnych sektorach gospodarki.....	28
Rysunek 1.5. Udział OZE w finalnym zapotrzebowaniu brutto oraz w poszczególnych sektorach gospodarki	30
Rysunek 1.6. Produkcja energii elektrycznej z OZE w podziale na technologie - sektor elektroenergetyczny [ktoe].....	30
Rysunek 1.7. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - ciepłownictwo i chłodnictwo [ktoe].....	31
Rysunek 1.8. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - sektor transportu [ktoe]	32
Rysunek 2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem w latach 2011-2021.....	39
Rysunek 2.2. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem.....	41
Rysunek 2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory (bez zużycia nieenergetycznego)	42
Rysunek 2.4. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki	43
Rysunek 3.1. Zasoby i wydobycie węgla kamiennego w Polsce w latach 1990 - 2022	49
Rysunek 3.2. Zasoby i wydobycie węgla brunatnego w Polsce w latach 1990 - 2022	50
Rysunek 3.3. Zasoby i wydobycie gazu ziemnego w Polsce w latach 1990 - 2022	50
Rysunek 3.4. Produkcja energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto - scenariusz WAM.....	61
Rysunek 3.5. Produkcja energii elektrycznej brutto w Polsce z podziałem na paliwa (scenariusz WAM).64	
Rysunek 3.6. Moc osiągalna źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii (scenariusz WAM)	66
Rysunek 5.1. Udziały wydatków gospodarstw domowych na paliwa i energię w podziale na kwintyle dochodowe dla scenariusza WEM w Polsce w latach 2020-2040.....	86
Rysunek 5.2. Udziały wydatków gospodarstw domowych na paliwa i energię w podziale na kwintyle dochodowe dla scenariusza WAM w Polsce w latach 2020-2040.	88