



Minister  
Energii

PROJEKT

# Załącznik 2. do aKPEiK

## Scenariusz transformacji w ścieżce zbliżonej do „biznes jak zwykle”

(ang. with existing measures, WEM)



Warszawa, lipiec 2025 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. Dotychczasowe trendy w zakresie emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w EU ETS i non-ETS oraz w sektorach LULUCF, a także w różnych sektorach energetycznych ..... | 5  |
| 1.1.2. Emisje gazów cieplarnianych .....                                                                                                                                       | 12 |
| 1.1.3. Emisje substancji zanieczyszczających powietrze .....                                                                                                                   | 18 |
| 1.2. Energia ze źródeł odnawialnych .....                                                                                                                                      | 24 |
| 1.2.1. Wykorzystanie OZE ogółem w elektroenergetyce, ciepłownictwie i chłodnictwie oraz w transporcie .....                                                                    | 26 |
| 1.2.2. Wykorzystanie OZE w budynkach i w przemyśle .....                                                                                                                       | 34 |
| 2. Wymiar „efektywność energetyczna” .....                                                                                                                                     | 36 |
| 2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej .....                                                                                                                               | 37 |
| 2.2. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory .....                                                                                                                      | 38 |
| 2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa .....                                                                                                                       | 39 |
| 2.4. Zużycie nieenergetyczne .....                                                                                                                                             | 40 |
| 2.5. Intensywność zużycia energii pierwotnej .....                                                                                                                             | 41 |
| 2.6. Wsad paliwowy w wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej .....                                                                                                          | 42 |
| 2.7. Wsad paliwowy w pozostałe procesy konwersji .....                                                                                                                         | 43 |
| 2.8. Udział wytwarzania skojarzonego w produkcji energii elektrycznej i ciepła .....                                                                                           | 43 |
| 2.9. Produkcja energii ciepłej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach .....                                                                                       | 44 |
| 2.10. Produkcja energii ciepłej wytworzonej w indywidualnych źródłach ciepła .....                                                                                             | 45 |
| 2.11. Potencjał wysokosprawnej kogeneracji .....                                                                                                                               | 46 |
| 3. Wymiar „bezpieczeństwo energetyczne” .....                                                                                                                                  | 48 |
| 3.1. Krajowe zasoby energetyczne i stan infrastruktury wytwórczej .....                                                                                                        | 48 |
| 3.2. Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa .....                                                                                                                      | 58 |
| 3.3. Import netto z podziałem na rodzaj paliwa .....                                                                                                                           | 60 |
| 3.4. Główne źródła importu .....                                                                                                                                               | 61 |
| 3.5. Zużycie krajowe brutto paliw i energii .....                                                                                                                              | 63 |
| 3.6. Produkcja energii elektrycznej i ciepła .....                                                                                                                             | 65 |
| 3.7. Produkcja energii elektrycznej brutto z podziałem na paliwa .....                                                                                                         | 66 |
| 3.8. Zdolności wytwórcze energii elektrycznej z podziałem na źródła .....                                                                                                      | 69 |
| 4. Wymiar „wewnętrzny rynek energii” .....                                                                                                                                     | 72 |
| 4.1. Międzysystemowe połączenia energetyczne .....                                                                                                                             | 72 |
| 4.1.1. Energia elektryczna .....                                                                                                                                               | 72 |
| 4.1.2. Gaz ziemny .....                                                                                                                                                        | 80 |

|                                                                                                      |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 4.2. Infrastruktura do przesyłu energii.....                                                         | 88  |
| 4.2.1. Energia elektryczna .....                                                                     | 88  |
| 4.2.2. Gaz ziemny.....                                                                               | 92  |
| 4.2.3. Ropa naftowa i paliwa ciekłe.....                                                             | 96  |
| 4.3. Rynek energii elektrycznej i gazu ziemnego, ceny energii.....                                   | 99  |
| 4.3.1. Obecna sytuacja na rynku energii elektrycznej .....                                           | 99  |
| 4.3.2. Obecna sytuacja na rynku gazu ziemnego .....                                                  | 102 |
| 4.3.3. Obecny udział wydatków na energię w budżetach gospodarstw domowych .....                      | 106 |
| 4.3.4. Koszty wytwarzania energii elektrycznej i wodoru .....                                        | 106 |
| 4.3.5. Ceny energii elektrycznej w podziale na sektory.....                                          | 107 |
| 4.3.6. Krajowe ceny detaliczne paliw .....                                                           | 108 |
| 4.4. Nakłady na inwestycje związane z energią .....                                                  | 109 |
| 5. Wymiar „badania naukowe, innowacje i konkurencyjność” - diagnoza .....                            | 113 |
| 5.1. Obecne nakłady inwestycyjne na badania nad ograniczeniem emisji.....                            | 113 |
| 5.2. Obecne ceny hurtowe i detaliczne energii elektrycznej na tle państw regionu i średniej UE ..... | 114 |
| Wykaz regulacji UE (i nazwy zwyczajowe) .....                                                        | 119 |
| Wykaz skrótów.....                                                                                   | 122 |
| Spis tabel .....                                                                                     | 125 |
| Spis wykresów i rysunków .....                                                                       | 127 |

# Wprowadzenie

Niniejszy dokument zawiera wyniki analiz i prognoz w **scenariuszu WEM** (ang. *with existing measures*), który rozumiany jest jako bazowy tj. scenariusz transformacji w warunkach zbliżonych do „biznes jak zwykle” (ang. *business as usual*).

Treść dokumentu prezentuje analizę i ocenę obecnej sytuacji oraz prognozy rozwoju sektora paliwowo-energetycznego przy istniejących<sup>1</sup> politykach i działaniach w obrębie pięciu głównych wymiarów unii energetycznej – *bezpieczeństwo energetyczne, wewnętrzny rynek energii, efektywność energetyczna, obniżenie emisyjności, oraz badań naukowych, innowacyjności i konkurencyjności*. W dokumencie zaprezentowano również opis prognozowanych stopniowych zmian głównych czynników zewnętrznych mających wpływ na rozwój systemu energetycznego i emisji gazów cieplarnianych. Założenia prognostyczne oraz metodyka prognozowania zostały przedstawione w załączniku 3. do aktualizacji KPEiK.

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

Analizy i prognozy zostały wykonane 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 S.A.). W opracowaniu zawarto szczegółowy opis wykorzystanych do celów pracy metod obliczeniowych oraz przyjętych założeń, mających kluczowy wpływ na uzyskane wyniki. Dane statystyczne i zastosowane agregacje opisujące stan obecny i perspektywy rozwoju sektora paliwowo-energetycznego, bazują na metodyce EUROSTAT (zgodnie z rekomendacjami KE w zakresie przygotowywania krajowych planów). Dane prezentowane są w okresach pięcioletnich.

---

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

# 1. Wymiar obniżenie emisyjności

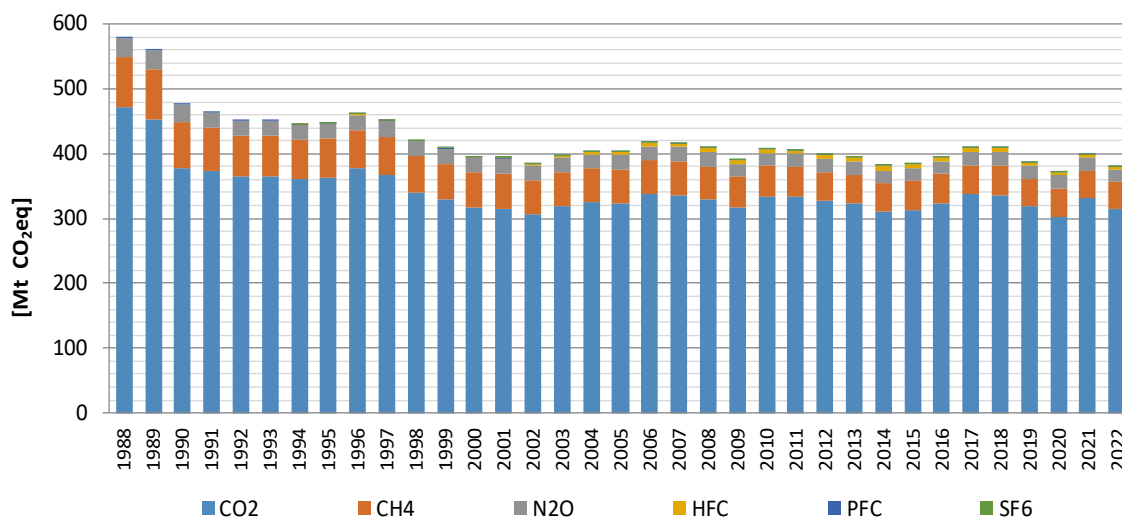
## 1.1. Emisje i pochłanianie gazów cieplarnianych oraz emisje innych substancji

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

Trendy w zakresie emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych zostały określone na podstawie *Krajowego Raportu Inwentaryzacyjnego 2024; Inwentaryzacji emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w Polsce dla lat 1988-2022*, wykonanej w ramach obowiązków sprawozdawczych na potrzeby Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, wykonane przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami – KOBIZE<sup>2</sup>.

W niniejszym raporcie przedstawiono tendencje w zakresie zmian emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych, zgodnie z metodyką raportowania przyjętą w ramach UNFCCC i klasyfikacją IPCC oraz przy użyciu współczynników globalnego ocieplenia (tzw. GWP) z *Piątego raportu IPCC oceniającego zmiany klimatu* (tzw. AR5) w 100-letnim horyzoncie czasowym<sup>3</sup>.

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



Rysunek 1.1. Emisje gazów cieplarnianych w latach 1988-2022 (z uwzględnieniem emisji pośredniej CO<sub>2</sub> i wyłączeniem emisji i pochłaniania z LULUCF) wg gazów

Źródło: KOBIZE, IOŚ-PIB

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

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

Dominującą rolę w emisji krajowej odgrywa dwutlenek węgla, którego udział w 2022 r. wyniósł 82,9%. Udział metanu i podtlenku azotu jest znacznie mniejszy i wynosi odpowiednio 10,7% i 5,2%. Fluorowane gazy przemysłowe (tzw. F-gazy) mają niewielki udział w krajowej emisji gazów cieplarnianych (łącznie ok. 1,2%), przy czym w Polsce nie odnotowano emisji  $\text{NF}_3$ .

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

W 2022 r. całkowita emisja gazów cieplarnianych w Polsce (z uwzględnieniem emisji pośredniej  $\text{CO}_2$  i wyłączeniem emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych z LULUCF – użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo), przeliczona na ekwiwalent  $\text{CO}_2$ , wynosiła 380,51 Mt  $\text{CO}_2\text{eq}$  i była mniejsza o 34,3% od emisji w roku bazowym 1988. Wielkość emisji z uwzględnieniem LULUCF w 2022 r. wynosiła 344,86 Mt  $\text{CO}_2\text{eq}$  i była mniejsza w stosunku do roku bazowego o 38,69%.

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

Szczegółowe emisje gazów cieplarnianych w sektorze 1A. Spalanie paliw przedstawiono w tabeli (Tabela 1.2). Dominujący udział w emisji GHG ma podkategoria 1A1. Przemysły energetyczne, a w szczególności spalanie paliw w ramach 1A1a. Należy podkreślić, że w latach 1988-2022 nastąpił znaczny spadek emisji GHG związanej z produkcją energii elektrycznej i ciepła komercyjnego (w kategorii 1A1a) o prawie 42% (z 248 do 145 Mt  $\text{CO}_2\text{eq}$ ). Przyczyną było zmniejszenie zużycia paliw o ponad 36%, a zwłaszcza ograniczenie zużycia paliw stałych - węgla kamiennego (o ok. 50%) i brunatnego (o ok. 22%). Istotny, dochodzący w ostatnich latach do ponad 18%, udział w emisji GHG ma kategoria 1A3. Transport. Emisja GHG z transportu wykazuje trend rosnący. Niewielki spadek tej emisji obserwowany był jedynie w 2020 r., co spowodowane było pandemią Covid-19 i ograniczeniem transportu drogowego. W kolejnej, pod względem wielkości emisji GHG, kategorii 1A2. Przemysł wytwórczy i budownictwo, widoczny jest wyraźny spadek emisji gazów cieplarnianych w okresie 1988-1992, spowodowany istotnymi zmianami w polskiej gospodarce, szczególnie w przemyśle ciężkim. Sytuacja ta była wynikiem rozpoczętej transformacji politycznej i przechodzenia od gospodarki centralnie sterowanej do wolnorynkowej. Następnie wystąpił wzrost emisji GHG w latach 1993-1996, będący rezultatem wzrostu gospodarczego. W kolejnym okresie następował spadek emisji, z nieznacznymi fluktuacjami, aż do 2009 r., w którym zauważalnie niższa wartość emisji gazów cieplarnianych związana była m.in. ze światową recesją gospodarczą. W dalszych latach poziom emisji GHG w ramach kategorii 1A2 był w miarę ustabilizowany (fluktuacje między kolejnymi latami nie przekraczały 10%). Wśród stacjonarnych źródeł spalania paliw (kategorie 1A1, 1A2, 1A4), kilkunastoprocentowy udział w emisji GHG ma również spalanie paliw w 1A4b. Gospodarstwa domowe. W tej kategorii również nastąpiła wyraźna redukcja emisji GHG w 2022 r. w stosunku do 1988 r. (o ok. 55%). Wynika ona głównie z ograniczenia zużycia paliw o ponad 17%, w tym przede wszystkim węgla kamiennego (spadek o prawie 69%) przy wzroście zużycia gazu ziemnego o ok. 77% i ponad 5-krotnym wzroście zużycia biomasy stałej.

Tabela 1.1. Emisje gazów cieplarnianych w latach 1988-2022 według sektorów [Mt CO<sub>2eq</sub>]

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

\* z uwzględnieniem emisji pośredniej CO<sub>2</sub>

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

\* z uwzględnieniem emisji pośredniej CO<sub>2</sub>

Źródło: KOBIZE, IOŚ-PIB

Tabela 1.2. Emisje gazów cieplarnianych w sektorze 1A. Spalanie paliw [Mt CO<sub>2</sub>eq]

| Sektor                                                     | 1988          | 1989          | 1990          | 1991          | 1992          | 1993          | 1994          | 1995          | 1996          | 1997          | 1998          | 1999          | 2000          | 2001          | 2002          | 2003          | 2004          | 2005          |
|------------------------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| <b>1A Spalanie paliw</b>                                   | <b>447,31</b> | <b>427,37</b> | <b>355,99</b> | <b>358,50</b> | <b>350,53</b> | <b>353,13</b> | <b>346,53</b> | <b>346,62</b> | <b>363,08</b> | <b>350,76</b> | <b>323,69</b> | <b>314,55</b> | <b>300,70</b> | <b>299,68</b> | <b>293,51</b> | <b>303,75</b> | <b>308,62</b> | <b>308,14</b> |
| <b>1A1 Przemysły energetyczne</b>                          | <b>257,93</b> | <b>253,88</b> | <b>235,23</b> | <b>229,35</b> | <b>221,04</b> | <b>207,87</b> | <b>206,14</b> | <b>191,21</b> | <b>198,51</b> | <b>191,84</b> | <b>184,70</b> | <b>178,92</b> | <b>176,59</b> | <b>177,99</b> | <b>171,89</b> | <b>180,49</b> | <b>179,84</b> | <b>178,36</b> |
| 1A1a Produkcja energii elektrycznej i ciepła               | 248,97        | 245,55        | 228,19        | 224,03        | 215,38        | 200,66        | 195,12        | 178,45        | 184,90        | 179,52        | 173,04        | 168,78        | 166,91        | 169,07        | 164,42        | 172,72        | 171,60        | 171,01        |
| 1A1ai Produkcja energii elektrycznej                       | 0,00          | 1,00          | 2,00          | 3,00          | 4,00          | 5,00          | 6,00          | 7,00          | 8,00          | 9,00          | 10,00         | 11,00         | 12,00         | 13,00         | 14,00         | 15,00         | 16,00         | 17,00         |
| 1A1aii Skojarzona produkcja energii elektrycznej i ciepła  | 205,39        | 202,88        | 186,89        | 181,57        | 176,46        | 174,90        | 173,09        | 154,73        | 157,95        | 155,98        | 152,42        | 150,37        | 150,80        | 151,30        | 148,46        | 157,10        | 147,94        | 148,03        |
| 1A1aiii Ciepłownie                                         | 43,58         | 42,68         | 41,30         | 42,46         | 38,92         | 25,76         | 22,04         | 23,71         | 26,95         | 23,55         | 20,62         | 18,41         | 16,10         | 17,76         | 15,96         | 15,62         | 13,69         | 13,06         |
| 1A1b Rafinerie                                             | 2,92          | 2,84          | 2,18          | 1,40          | 1,91          | 1,65          | 1,68          | 3,73          | 4,03          | 3,49          | 3,48          | 3,22          | 3,54          | 3,62          | 3,59          | 3,60          | 3,80          | 3,57          |
| 1A1c Produkcja paliw stałych i inne przemysły energetyczne | 6,04          | 5,49          | 4,85          | 3,92          | 3,75          | 5,55          | 9,34          | 9,04          | 9,58          | 8,83          | 8,18          | 6,92          | 6,14          | 5,30          | 3,88          | 4,16          | 4,44          | 3,78          |
| <b>1A2 Przemysł wytwórczy i budownictwo</b>                | <b>55,22</b>  | <b>52,17</b>  | <b>42,83</b>  | <b>39,66</b>  | <b>36,72</b>  | <b>47,73</b>  | <b>48,76</b>  | <b>63,32</b>  | <b>67,87</b>  | <b>64,05</b>  | <b>53,79</b>  | <b>45,92</b>  | <b>45,96</b>  | <b>40,62</b>  | <b>38,47</b>  | <b>37,59</b>  | <b>38,28</b>  | <b>33,87</b>  |
| <b>1A3 Transport</b>                                       | <b>24,55</b>  | <b>24,35</b>  | <b>20,74</b>  | <b>21,80</b>  | <b>22,22</b>  | <b>21,79</b>  | <b>22,96</b>  | <b>23,82</b>  | <b>27,01</b>  | <b>28,60</b>  | <b>30,17</b>  | <b>32,95</b>  | <b>29,07</b>  | <b>28,87</b>  | <b>27,86</b>  | <b>29,87</b>  | <b>33,78</b>  | <b>36,26</b>  |
| <b>1A4 Inne sektory</b>                                    | <b>109,61</b> | <b>96,98</b>  | <b>57,19</b>  | <b>67,69</b>  | <b>70,54</b>  | <b>75,73</b>  | <b>68,68</b>  | <b>68,26</b>  | <b>69,69</b>  | <b>66,28</b>  | <b>55,03</b>  | <b>56,77</b>  | <b>49,08</b>  | <b>52,20</b>  | <b>55,29</b>  | <b>55,80</b>  | <b>56,72</b>  | <b>59,64</b>  |
| 1A4a Handel/usługi/instytucje                              | 30,28         | 24,95         | 9,78          | 9,64          | 10,12         | 9,34          | 7,12          | 7,09          | 6,50          | 6,76          | 5,38          | 5,73          | 5,63          | 6,09          | 8,06          | 8,46          | 8,21          | 7,80          |
| 1A4b Gospodarstwa domowe                                   | 69,65         | 62,65         | 38,15         | 46,95         | 48,21         | 51,97         | 45,95         | 46,06         | 47,41         | 43,16         | 34,92         | 35,86         | 29,27         | 32,06         | 34,05         | 34,03         | 34,83         | 37,62         |
| 1A4c Rolnictwo/leśnictwo/rybołówstwo                       | 9,68          | 9,38          | 9,25          | 11,10         | 12,21         | 14,42         | 15,60         | 15,12         | 15,79         | 16,35         | 14,73         | 15,19         | 14,19         | 14,05         | 13,18         | 13,31         | 13,68         | 14,22         |

| Sektor                                                     | 2006          | 2007          | 2008          | 2009          | 2010          | 2011          | 2012          | 2013          | 2014          | 2015          | 2016          | 2017          | 2018          | 2019          | 2020          | 2021          | 2022          |
|------------------------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| <b>1A Spalanie paliw</b>                                   | <b>320,36</b> | <b>318,03</b> | <b>313,01</b> | <b>303,27</b> | <b>320,24</b> | <b>316,32</b> | <b>309,96</b> | <b>305,45</b> | <b>291,75</b> | <b>294,77</b> | <b>305,64</b> | <b>318,47</b> | <b>318,01</b> | <b>299,85</b> | <b>284,57</b> | <b>313,01</b> | <b>297,30</b> |
| <b>1A1 Przemysły energetyczne</b>                          | <b>184,11</b> | <b>180,32</b> | <b>174,79</b> | <b>167,26</b> | <b>173,53</b> | <b>174,85</b> | <b>169,75</b> | <b>170,34</b> | <b>160,94</b> | <b>163,70</b> | <b>163,53</b> | <b>165,25</b> | <b>163,30</b> | <b>150,55</b> | <b>139,60</b> | <b>160,22</b> | <b>152,69</b> |
| 1A1a Produkcja energii elektrycznej i ciepła               | 176,80        | 171,27        | 166,07        | 159,90        | 165,73        | 166,66        | 161,94        | 163,22        | 154,07        | 155,62        | 155,78        | 157,51        | 155,81        | 142,58        | 131,81        | 152,23        | 145,44        |
| 1A1ai Produkcja energii elektrycznej                       | 18,00         | 19,00         | 20,00         | 21,00         | 22,00         | 23,00         | 24,00         | 25,00         | 26,00         | 27,00         | 28,00         | 29,00         | 30,00         | 31,00         | 32,00         | 33,00         | 34,00         |
| 1A1aii Skojarzona produkcja energii elektrycznej i ciepła  | 153,83        | 149,41        | 143,03        | 143,07        | 146,79        | 147,99        | 138,23        | 139,73        | 134,88        | 143,10        | 142,99        | 144,44        | 143,12        | 130,34        | 118,39        | 137,40        | 131,01        |
| 1A1aiii Ciepłownie                                         | 12,96         | 11,96         | 11,79         | 12,44         | 14,17         | 11,49         | 12,37         | 11,82         | 10,75         | 10,14         | 10,79         | 10,54         | 10,33         | 9,91          | 9,94          | 11,10         | 10,08         |
| 1A1b Rafinerie                                             | 3,58          | 4,32          | 4,31          | 4,20          | 4,79          | 5,03          | 5,05          | 4,28          | 4,00          | 4,44          | 4,51          | 4,66          | 4,36          | 4,61          | 4,59          | 4,41          | 3,93          |
| 1A1c Produkcja paliw stałych i inne przemysły energetyczne | 3,72          | 4,73          | 4,40          | 3,16          | 3,01          | 3,16          | 2,76          | 2,83          | 2,87          | 3,65          | 3,24          | 3,08          | 3,14          | 3,36          | 3,20          | 3,58          | 3,33          |
| <b>1A2 Przemysł wytwórczy i budownictwo</b>                | <b>33,80</b>  | <b>36,09</b>  | <b>31,96</b>  | <b>28,03</b>  | <b>29,62</b>  | <b>30,56</b>  | <b>29,47</b>  | <b>29,29</b>  | <b>29,42</b>  | <b>27,95</b>  | <b>28,65</b>  | <b>31,03</b>  | <b>31,55</b>  | <b>31,19</b>  | <b>28,91</b>  | <b>30,11</b>  | <b>27,84</b>  |
| <b>1A3 Transport</b>                                       | <b>40,13</b>  | <b>44,27</b>  | <b>46,25</b>  | <b>46,85</b>  | <b>49,37</b>  | <b>49,97</b>  | <b>48,03</b>  | <b>45,17</b>  | <b>45,52</b>  | <b>48,01</b>  | <b>54,71</b>  | <b>63,18</b>  | <b>65,04</b>  | <b>66,04</b>  | <b>63,08</b>  | <b>68,27</b>  | <b>69,33</b>  |
| <b>1A4 Inne sektory</b>                                    | <b>62,32</b>  | <b>57,35</b>  | <b>60,01</b>  | <b>61,12</b>  | <b>67,72</b>  | <b>60,95</b>  | <b>62,72</b>  | <b>60,65</b>  | <b>55,87</b>  | <b>55,11</b>  | <b>58,75</b>  | <b>59,02</b>  | <b>58,11</b>  | <b>52,07</b>  | <b>52,98</b>  | <b>54,41</b>  | <b>47,44</b>  |
| 1A4a Handel/usługi/instytucje                              | 8,69          | 8,37          | 8,94          | 9,35          | 10,61         | 9,75          | 9,43          | 8,73          | 7,78          | 7,94          | 8,61          | 7,48          | 7,02          | 6,43          | 6,03          | 7,73          | 6,02          |
| 1A4b Gospodarstwa domowe                                   | 41,43         | 37,89         | 39,51         | 40,35         | 45,25         | 39,83         | 41,73         | 40,64         | 37,28         | 36,82         | 39,16         | 39,40         | 38,85         | 33,83         | 34,98         | 35,25         | 31,53         |
| 1A4c Rolnictwo/leśnictwo/rybołówstwo                       | 12,20         | 11,09         | 11,56         | 11,42         | 11,86         | 11,36         | 11,56         | 11,28         | 10,81         | 10,35         | 10,98         | 12,14         | 12,24         | 11,81         | 11,96         | 11,43         | 9,89          |

Źródło: KOBIZE, IOŚ-PIB



Emisje gazów cieplarnianych ze źródeł, które są objęte unijnym system handlu emisjami (EU ETS) pochodzą z energetyki i ciepłownictwa, a także z części zakładów przemysłowych. Emisje raportowane przez instalacje objęte systemem EU ETS dotyczą przede wszystkim CO<sub>2</sub>, ale także N<sub>2</sub>O, głównie z produkcji kwasu azotowego.

Udział emisji z instalacji objętych systemem EU ETS w całkowitej emisji krajowej w Polsce w okresie 2005–2020 wyniósł ok. 50%, zmniejszając się z 52,5% w 2013 r. do 45,6% w 2020 r. W 2021 r. emisja w EU ETS wyniosła 192,0 Mt CO<sub>2</sub>eq, zaś w 2022 r. — 184,1 Mt CO<sub>2</sub>eq, co stanowiło 48% emisji krajowej.

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

Zgodnie z decyzją PE i Rady nr 2009/406/WE w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w celu realizacji do 2020 r. zobowiązań Wspólnoty dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych (tzw. decyzja ESD) Polska miała obowiązek ograniczyć wzrost emisji gazów cieplarnianych do 14% w stosunku do poziomu z 2005 r. Biorąc pod uwagę cały okres 2013-2020 Polska wypełniła swój cel redukcyjny w sektorach non-ETS z niewielką nadwyżką wynoszącą 0,545 Mt CO<sub>2</sub>eq. (Tabela 1.3).

Tabela 1.3. Porównanie emisji w sektorach non-ETS z przyznanymi rocznymi jednostkami emisji (AEA) w latach 2013-2020 (emisje wyrażone w kt CO<sub>2</sub>eq przeliczonych wg GWP z AR4)

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

Źródło: KOBIZE, IOŚ-PIB

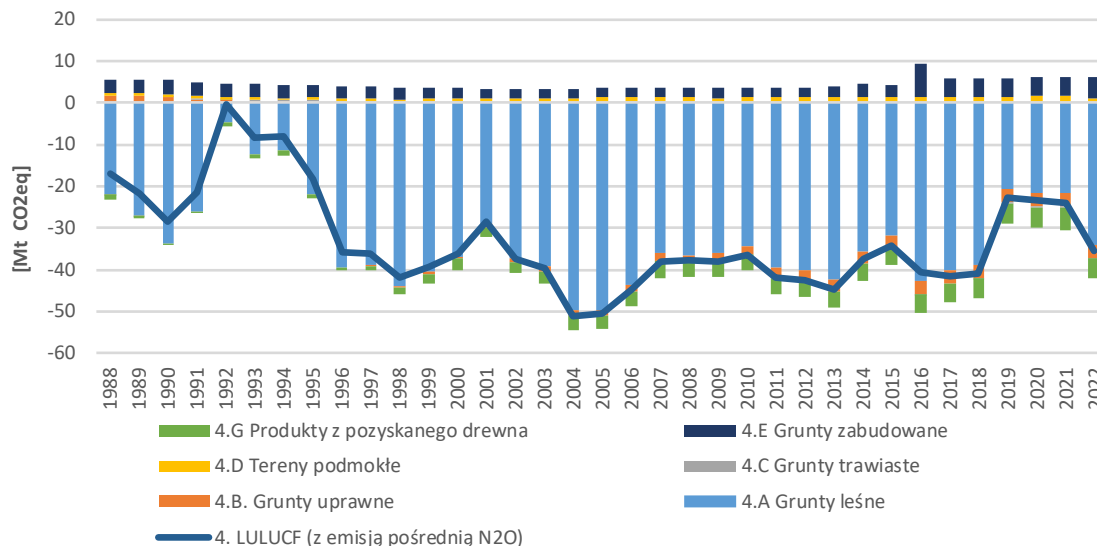
W ramach regulacji UE cel dla Polski to 17,7% redukcji do 2030 r. w stosunku do 2005 r. w obszarze sektorów nieobjętych systemem EU ETS. Porównanie oszacowanej emisji dla sektorów ESR dla lat 2021 i 2022 r. wraz z limitem jednostek przyznanых Polsce wskazuje, że emisja ta jest niższa od limitu o ponad 7 Mt CO<sub>2</sub>eq w 2021 r. i o ponad 8 Mt CO<sub>2</sub>eq w 2022 r. (Tabela 1.4). Zaprezentowane dane pochodzą ze zgłoszenia krajowej inwentaryzacji emisji do UE w 2024 r. i mogą ulec zmianie w 2027 r. po wszechstronnym przeglądzie UE.

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

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

Źródło: KOBIZE, IOŚ-PIB

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



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

Źródło: KOBIZE, IOŚ-PIB

Należy zauważyć, że zagregowana wartość salda emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych dla wszystkich kategorii sektora LULUCF, na przestrzeni analizowanego okresu (1988-2022), jest ujemna. Oznacza to, że łączny „wychwyt” CO<sub>2</sub> przewyższył łączną, wyrażoną w ekw. CO<sub>2</sub>, sektorową emisję gazów cieplarnianych. Najwyższe wartości salda emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych z sektora LULUCF odnotowano w latach 2004-2005. W kolejnych latach nastąpił spadek pochłaniania, który uwidocznił się w szczególności w ostatnich latach (2019-2021). Jak już wspomniano wcześniej, w 2022 r. odnotowano wyższy poziom akumulacji węgla w polskich lasach w stosunku do roku poprzedniego.

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

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

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

Tabela 1.5. Krajowa inwentaryzacja emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w sektorze LULUCF w latach 1988-2021 wg kat. źródłowych [kt CO<sub>2</sub>eq]

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

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

Źródło: KOBIZE, IOS-PIB

## 1.1.2. Emisje gazów cieplarnianych

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

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

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

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

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

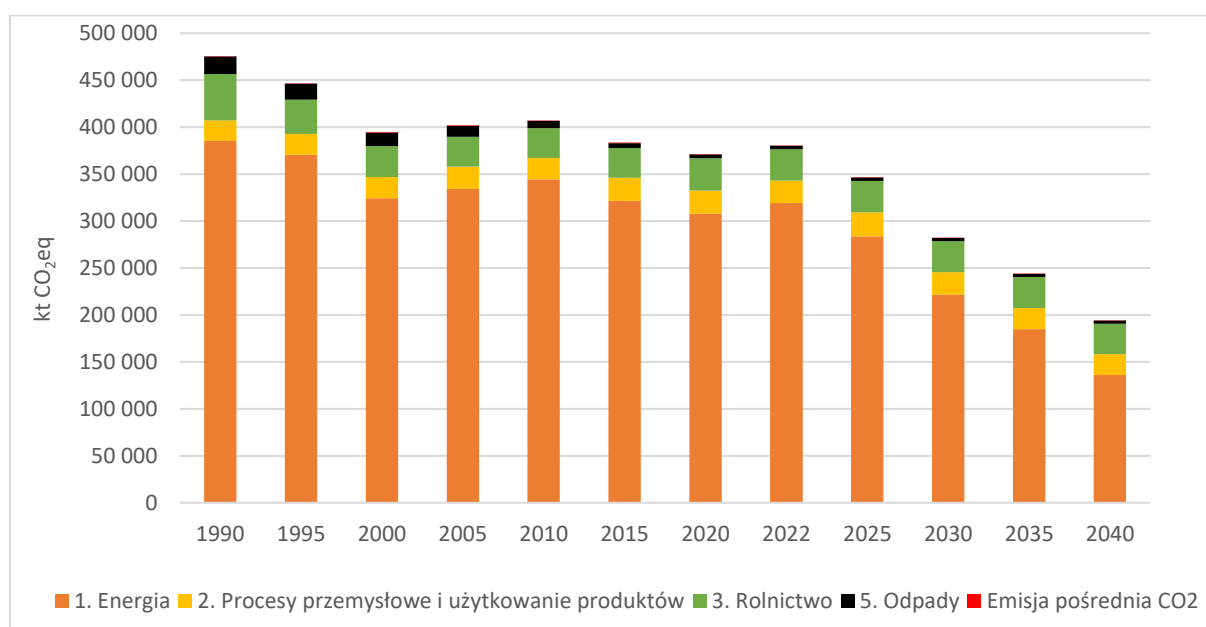
\* NFR – ang. Nomenclature for Reporting, format podziału źródeł emisji na kategorie stosowany w ramach konwencji CLRTAP

Tabela 1.7. Projekcje emisji gazów cieplarnianych według sektorów

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

\* z uwzględnieniem emisji pośredniej CO<sub>2</sub>

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Rysunek 1.3. Emisje historyczne (1990-2020) oraz projekcje emisji gazów cieplarnianych (z uwzględnieniem emisji pośredniej CO<sub>2</sub> i wyłączeniem emisji i pochłaniania z LULUCF) wg sektorów

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

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

Ponadto, pomimo systematycznego odnotowywania pochłaniania netto CO<sub>2</sub> w sektorze LULUCF, w latach 2019-2021 zaobserwowano znaczny spadek potencjału akumulacji CO<sub>2</sub> w tym sektorze. Wydaje

się jednak, że ten spadek miał charakter krótkoterminowy i był efektem historycznych zaburzeń naturalnych, które dotknęły polskie lasy w ostatnich latach. Bieżące dane oraz symulacje przeprowadzone dla lasów i systemów agroleśnych (głównych pochłaniaczy w sektorze) wskazują, że w 2023 r. można oczekiwać wzrostu pochłaniania netto CO<sub>2</sub> z historycznego poziomu -35,6 mln ton CO<sub>2</sub>eq. w 2022 r. do poziomu około -39,4 mln ton CO<sub>2</sub>eq., który jednocześnie stanowi szczytową wartość prognozowanego trendu. W dalszej perspektywie przewiduje się systematyczny spadek pochłaniania CO<sub>2</sub> netto do poziomu -28,8 mln ton CO<sub>2</sub>eq. w 2030 r. oraz 19,5 mln ton CO<sub>2</sub> w 2040 r. Zakładany spadek dynamiki wzrostu zasobów drzewnych na pniu w lasach należy przede wszystkim łączyć z dwoma czynnikami. Proces starzenia się drzewostanów, a także ze znaczącym wzrostem dynamiki wydzielania się martwego drewna. Wzrostu ilości martwego drewna w lasach oczekuje się zarówno w wyniku realizacji założeń szeregu lokalnych i globalnych polityk środowiskowych, jak również w wyniku zwiększenia śmiertelności drzew w efekcie zmian klimatycznych.

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

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

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

IE – „included elsewhere”

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

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

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

Znaczący spadek emisji GHG przewidywany jest też w kategorii 1A4b Gospodarstwa domowe, w latach 2020-2030 o ok. 42%, a do 2040 r. o ok.66%. W przypadku tego sektora tak znacząca redukcja jest również związana ze spadkiem zużycia paliw, głównie węgla kamiennego i zastępowanie go innymi nośnikami energii. W sektorze transportu również prognozuje się znaczny spadek emisji gazów cieplarnianych wynikający ze zmniejszenia zużycia paliw kopalnych, w szczególności oleju napędowego (46% w perspektywie do 2040 r.), gazu skroplonego LPG (53% do 2040 r.) oraz benzyny (9% do 2040 r.).

W kolejnych tabelach (Tabela 1.9;Tabela 1.10, Tabela 1.11) zaprezentowano wyniki prognozowanych dla lat 2025-2050 emisji gazów cieplarnianych w Polsce w poszczególnych sektorach i podsektorach, w zestawieniu z emisją w latach 2005-2020, wg gazów.

Tabela 1.9. Prognozowane emisje CO<sub>2</sub>

| Sektor                                                                         | Emisje CO <sub>2</sub> [kt] |                   |                   |                   |                   |                   |                   |                   |                   |
|--------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
|                                                                                | 1990                        | 2005              | 2010              | 2015              | 2020              | 2025              | 2030              | 2035              | 2040              |
| <b>1. Energia</b>                                                              | <b>354 871,00</b>           | <b>305 293,49</b> | <b>316 849,77</b> | <b>293 504,51</b> | <b>281 980,96</b> | <b>262 344,87</b> | <b>203 411,11</b> | <b>168 980,50</b> | <b>123 843,96</b> |
| A. Spalanie paliw                                                              | 350 635,52                  | 301 906,40        | 313 360,97        | 288 757,65        | 277 755,91        | 258 146,85        | 199 120,43        | 164 673,43        | 119 544,49        |
| 1. Przemysły energetyczne                                                      | 234 294,46                  | 177 651,35        | 172 795,91        | 162 990,16        | 138 993,06        | 126 424,35        | 85 043,47         | 64 326,10         | 32 965,05         |
| 2. Przemysł wytwórczy i budownictwo                                            | 42 621,39                   | 33 669,65         | 29 402,61         | 27 703,78         | 28 596,72         | 27 662,10         | 24 811,66         | 21 862,39         | 18 544,81         |
| 3. Transport                                                                   | 20 277,37                   | 35 632,66         | 48 764,58         | 47 458,18         | 62 374,18         | 65 348,45         | 57 703,33         | 51 806,71         | 45 497,11         |
| 4. Inne sektory                                                                | 53 442,30                   | 54 952,74         | 62 397,88         | 50 605,53         | 47 791,95         | 38 711,95         | 31 561,97         | 26 678,23         | 22 537,51         |
| B. Emisja lotna z paliw                                                        | 4 235,48                    | 3 387,10          | 3 488,80          | 4 746,86          | 4 225,05          | 4 198,02          | 4 290,68          | 4 307,06          | 4 299,47          |
| 1. Paliwa stałe                                                                | 4 188,20                    | 2 225,64          | 2 424,68          | 2 712,17          | 2 340,89          | 2 117,80          | 2 133,72          | 2 126,50          | 2 119,64          |
| 2. Ropa naftowa i gaz ziemny                                                   | 47,27                       | 1 161,46          | 1 064,11          | 2 034,69          | 1 884,16          | 2 080,23          | 2 156,96          | 2 180,57          | 2 179,83          |
| <b>2. Procesy przemysłowe</b>                                                  | <b>18 522,65</b>            | <b>15 665,47</b>  | <b>16 060,51</b>  | <b>17 912,34</b>  | <b>18 744,06</b>  | <b>20 369,11</b>  | <b>20 542,70</b>  | <b>20 658,38</b>  | <b>20 762,37</b>  |
| A. Produkty mineralne                                                          | 8 855,06                    | 8 355,79          | 9 849,54          | 10 088,59         | 11 736,99         | 12 880,56         | 13 064,39         | 13 232,11         | 13 395,11         |
| B. Przemysł chemiczny                                                          | 3 801,80                    | 4 886,78          | 4 335,42          | 5 141,13          | 4 866,96          | 4 989,83          | 5 041,06          | 5 087,61          | 5 135,32          |
| C. Produkcja metali                                                            | 5 652,35                    | 2 236,00          | 1 639,16          | 2 419,96          | 1 824,37          | 2 187,92          | 2 133,74          | 2 044,49          | 1 947,17          |
| D. Produkty nieenergetyczne ze zużycia paliw i rozpuszczalników                | 213,44                      | 186,90            | 236,40            | 262,66            | 315,74            | 310,80            | 303,51            | 294,17            | 284,77            |
| <b>3. Rolnictwo</b>                                                            | <b>2 906,62</b>             | <b>1 591,35</b>   | <b>1 121,19</b>   | <b>1 108,98</b>   | <b>1 458,75</b>   | <b>1 493,13</b>   | <b>1 506,12</b>   | <b>1 566,01</b>   | <b>1 571,20</b>   |
| G. Wapnowanie                                                                  | 2 099,38                    | 944,90            | 391,55            | 373,84            | 836,30            | 914,83            | 944,22            | 1 020,94          | 1 052,80          |
| H. Stosowanie mocznika                                                         | 571,11                      | 394,18            | 467,17            | 471,24            | 431,33            | 507,77            | 494,21            | 485,97            | 462,86            |
| I. Inne nawozy                                                                 | 236,13                      | 252,27            | 262,46            | 263,89            | 191,13            | 70,52             | 67,70             | 59,10             | 55,54             |
| <b>4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo (LULUCF)</b> | <b>-30 281,29</b>           | <b>-51 765,76</b> | <b>-37 412,50</b> | <b>-35 374,77</b> | <b>-25 434,85</b> | <b>-38 616,19</b> | <b>-30 992,17</b> | <b>-28 100,37</b> | <b>-20 965,01</b> |
| <b>5. Odpady</b>                                                               | <b>340,96</b>               | <b>218,16</b>     | <b>190,97</b>     | <b>230,42</b>     | <b>248,93</b>     | <b>0,00</b>       | <b>0,00</b>       | <b>0,00</b>       | <b>0,00</b>       |
| C. Spalanie odpadów                                                            | 340,96                      | 218,16            | 190,97            | 230,42            | 248,93            | 0,00              | 0,00              | 0,00              | 0,00              |
| Emisje pośrednie CO <sub>2</sub>                                               | 257,16                      | 551,23            | 545,29            | 522,68            | 527,67            | 405,62            | 400,57            | 393,29            | 387,61            |
| Emisja CO <sub>2</sub> z biomasy                                               | 6 813,47                    | 19 802,67         | 30 378,45         | 34 917,75         | 48 967,70         | 48 204,58         | 51 779,73         | 52 821,33         | 52 307,87         |
| Suma (z uwzgl. LULUCF)                                                         | 346 617,09                  | 271 553,95        | 297 355,23        | 277 904,16        | 277 525,53        | 245 996,53        | 194 868,33        | 163 497,81        | 125 600,12        |
| <b>Suma (bez LULUCF)</b>                                                       | <b>376 898,38</b>           | <b>323 319,71</b> | <b>334 767,73</b> | <b>313 278,93</b> | <b>302 960,38</b> | <b>284 612,72</b> | <b>225 860,51</b> | <b>191 598,17</b> | <b>146 565,13</b> |

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Głównym gazem cieplarnianym emitowanym w Polsce pozostanie CO<sub>2</sub>. Jego udział w emisji krajowej wyniesie 80% w 2030 r. i 75% w 2040 r. Prognozowany jest znaczący spadek emisji CO<sub>2</sub>: z blisko 377 mln ton CO<sub>2</sub> w 1990 r. do 226 mln ton CO<sub>2</sub> w 2030 r. (spadek o 40%) oraz do 147 mln ton CO<sub>2</sub> w 2040 r. (spadek o 61%). Najistotniejszy spadek emisji odnotowano w sektorze Energia, co było spowodowane znaczącym spadkiem zużycia paliw w źródłach stacjonarnych i mobilnych. W sektorze odpadów całe ich spalanie będzie się odbywało z odzyskiem energii (co jest raportowane w sektorze 1.A), stąd emisja w latach prognozowanych wynosi w tym sektorze 0.



Tabela 1.10. Prognozowane emisje N<sub>2</sub>O

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

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

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

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



Tabela 1.11. Prognozowane emisje CH<sub>4</sub>

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

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Prognozowana emisja metanu stopniowo się zmniejsza z ok. 2,5 mln ton w 1990 r. do blisko 1,2 mln ton CH<sub>4</sub> w 2030 r. (spadek o 51%) oraz do nieco ponad 1 mln ton CH<sub>4</sub> w 2040 r. (spadek o 59%) (bez LULUCF). Największa spodziewana redukcja emisji CH<sub>4</sub> od 1990 r. wystąpiła w sektorze Odpadów, o 86% w 2030 r. oraz o 88% w 2040 r., co jest spowodowane prognozowanym zmniejszeniem ilości odpadów deponowanych na składowiskach (w tym redukcją ilości odpadów ulegających biodegradacji) oraz wzrostem zagospodarowania osadów ściekowych z oczyszczalni ścieków komunalnych.

Spadek emisji CH<sub>4</sub> od 1990 r. prognozowany jest także w sektorze Energii, przede wszystkim w emisji lotnej: o 46% w 2030 r. i o 65% w 2040 r., co jest spowodowane głównie dalszym spadkiem wydobycia węgla. W przypadku rolnictwa redukcja emisji metanu od 1990 r. wyniosła ok. 35% do 2030 r. i 2040 r., do czego przyczyniają się przede wszystkim prognozowane zmiany w pogłowie zwierząt gospodarskich.

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

Prognozowane zmiany emisji w sektorach EU ETS i non-ETS przedstawiono w tabeli (Tabela 1.12). Emisja gazów cieplarnianych z tej części źródeł, które są objęte EU ETS, obejmuje energetykę i ciepłownictwo oraz część zakładów przemysłowych. Prognozuje się znaczący spadek emisji GHG raportowanych przez instalacje objęte systemem EU ETS: z 192 mln ton CO<sub>2</sub>eq w 2021 oraz 184 mln ton CO<sub>2</sub>eq w 2022 r. do blisko 113 mln ton CO<sub>2</sub>eq w 2030 r. (spadek o 41%) oraz do 58 mln ton CO<sub>2</sub>eq w 2040 r. (spadek o 70%). Jednocześnie prognozowany jest spadek udziału emisji GHG z instalacji objętych EU ETS w emisji

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

Natomiast emisja GHG z sektorów nieobjętych EU ETS, tzw. ESR, również spada: z 207 mln ton CO<sub>2</sub>eq w 2021 r. i 196 mln ton CO<sub>2</sub>eq w 2022 r. do 169 mln ton CO<sub>2</sub>eq w 2030 oraz do blisko 136 mln ton CO<sub>2</sub>eq w 2040 r. Prognozowana emisja w ESR w 2030 r. osiągnie redukcję -12% w stosunku do emisji w roku bazowym 2005 co oznacza, że nie zostanie osiągnięty cel wyznaczony dla Polski w wielkości -17,7% (158,4 mln ton CO<sub>2</sub>eq).

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

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

<sup>^</sup> rok bazowy tylko dla ESR

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Z kolei projekcje strumieni gazów cieplarnianych rozliczanych w sektorze LULUCF zakładają łączną nadwyżkę kredytów wymaganych do spełnienia tzw. zasady „zero debetów” (określonej w art. 4 ust. 1 Rozporządzenia (UE) 841/2018) na poziomie ok. 13 603 kt CO<sub>2</sub>eq. Natomiast w okresie rozliczeniowym 2026-2030 każde państwo członkowskie UE ma zapewnić, aby suma jego emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych zgłoszona w 2032 r. za 2030 r. i lata wcześniejsze, w porównaniu ze średnią danych z wykazów gazów cieplarnianych za lata 2016, 2017 i 2018, nie przekraczała celu określonego dla tego państwa członkowskiego w kolumnie C załącznika IIa. W przypadku okresu rozliczeniowego 2026-2030, łączny zakładany deficyt kredytów wymaganych do wypełnienia celu sektorowego LULUCF (określonego w art. 4 ust. 3 Rozporządzenia (UE) 841/2018) kształtować się będzie na poziomie ok. 9 361 kt CO<sub>2</sub>eq. średniorocznie (sumarycznie 46 803 kt CO<sub>2</sub>eq). Wymiar ewentualnie udostępnianej elastyczności w tym zakresie wynosi 11 250 kt CO<sub>2</sub>eq. Biorąc pod uwagę ewentualne wykorzystanie tej elastyczności zakładany deficyt kredytów wymaganych do spełnienia tzw. zasady „zero debetów” (określonej w art. 4 ust. 1 Rozporządzenia (UE) 841/2018) zostanie istotnie zredukowany do poziomu ok. 35 553 kt CO<sub>2</sub>eq. za okres 2026-2030 (średniorocznie w okresie 2026-2030 wymiar ten wyniesie 7 111 kt CO<sub>2</sub>eq).

### 1.1.3. Emisje substancji zanieczyszczających powietrze

W tabelach poniżej zaprezentowano syntetyczne wyniki prognozowanych dla lat 2025-2040 emisji substancji zanieczyszczających powietrze w Polsce w zestawieniu z emisją w latach 2005-2020, wg kategorii NFR. Dane dotyczące emisji w latach 2005-2020 przyjęto na podstawie krajowej inwentaryzacji emisji zanieczyszczeń powietrza<sup>4</sup>, wykonanej w 2024 r. zgodnie z obowiązującymi Wytycznymi do raportowania emisji i projekcji w ramach konwencji CLRTAP (ECE/EB.AIR/125), przyjętymi decyzją Organu Wykonawczego konwencji CLRTAP nr 2013/3 (dok. ECE/EB.AIR.122/Add.1).

Zgodnie z dyrektywą NEC, limitami emisji objętych jest pięć zanieczyszczeń: SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, NMLZO, NH<sub>3</sub> i PM<sub>2,5</sub>.

<sup>4</sup> „Krajowy bilans emisji SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, NH<sub>3</sub>, NMLZO, pyłów, metali ciężkich i TZO za lata 1990-2022”; KOBIZE-IOŚ PIB. Raport syntetyczny; Warszawa, styczeń 2024.

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

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

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Zgodnie z dyrektywą NEC w latach 2020-2029 Polska powinna zredukować emisję SO<sub>2</sub> o minimum 59%, zaś od 2030 r. – o minimum 70% w stosunku do 2005 r. Z krajowej inwentaryzacji emisji wynika, że osiągnięta dotychczas redukcja tego zanieczyszczenia w odniesieniu do 2005 r. przekroczyła wymagany poziom i wyniosła w 2020 r. 67,4%, w 2021 r. 66,9%, a w 2022 r. 71,1%. W latach prognozy redukcja emisji SO<sub>2</sub> w scenariuszu WEM nadal rośnie i osiąga wartości od 76,7% w 2025 r. do 92,7% w 2040 r. (Tabela 1.18) zatem cele redukcyjne dla SO<sub>2</sub> są spełnione we wszystkich latach prognozy.

Głównym źródłem emisji SO<sub>2</sub> w Polsce jest spalanie paliw (kategoria 1A). Udział tego sektora w emisji ogółem wyniósł w 2020 r. 95% i w latach prognozy pozostaje on głównym źródłem emisji do 2040 r. Głównym powodem spadku emisji SO<sub>2</sub> w latach 2025-2040 jest spadek zużycia paliw, w tym głównie węgla kamiennego i brunatnego w przemyśle (kategorie 1A1 i 1A2) i małych źródłach spalania (kat. 1A4), a także zmniejszenie zużycia biomasy drzewnej w małych źródłach spalania, takich jak gospodarstwa domowe (kat. 1A4). Ponadto znaczny wpływ na zmniejszenie emisji ma zmieniająca się w latach prognozy struktura urządzeń grzewczych stosowanych w sektorze małych źródeł spalania paliw (1A4). Zmiany te polegają na stopniowym wycofywaniu z użytkowania urządzeń wysokoemisyjnych i zastępowaniu ich przede wszystkim pompami ciepła oraz nowoczesnymi urządzeniami, spełniającymi wymagania Ekoprojektu. Zmiana struktury urządzeń została odzwierciedlona w malejących wskaźnikach emisji dwutlenku siarki ze spalania paliw w tym sektorze.

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

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

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Zgodnie z dyrektywą NEC, w latach 2020-2029 Polska powinna zredukować emisję NO<sub>x</sub> o minimum 30%, zaś od 2030 r. – o minimum 39% w stosunku do 2005 r., przy czym zgodnie z art. 4 tej dyrektywy, emisja NO<sub>x</sub> z sektorów 3B (nawozy naturalne) i 3D (gleby rolne) nie jest objęta celem redukcyjnym określonym dla państw członkowskich UE. Krajowa emisja NO<sub>x</sub> (bez sektorów 3B i 3D) w 2020 r. była niższa od emisji w 2005 r. o 33,4%, w 2021 r. o 35,1%, a w 2022 r. o 40,8%, zatem limit emisji tego zanieczyszczenia został w tych latach spełniony. W latach prognozy redukcja emisji NO<sub>x</sub> w scenariuszu WEM osiąga wartości od 40,6% w 2025 r. do 68,5% w 2040 r. (Tabela 1.18), zatem cele redukcyjne dla NO<sub>x</sub> są spełnione we wszystkich latach prognozy.

Podobnie jak w przypadku dwutlenku siarki, spalanie paliw (kategoria 1A) jest głównym źródłem emisji tlenków azotu. Głównym powodem spadku emisji NO<sub>x</sub> 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<sub>x</sub> ma postęp techniczny w sektorze małych źródeł spalania paliw (1A4) polegający na zmieniającej się w latach prognozy strukturze urządzeń grzewczych stosowanych w tym sektorze. Zmiany te polegają na stopniowym wycofywaniu z użytkowania urządzeń wysokoemisyjnych i zastępowaniu ich przede wszystkim pompami ciepła oraz nowoczesnymi

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

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

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

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

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

Źródła emisji NMLZO są bardziej rozproszone niż źródła emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub>. W 2020 r. największy jednostkowy udział w emisji miały kategorie: zużycie rozpuszczalników i innych produktów (kat. 2D) – 34%, spalanie paliw w małych źródłach (kat. 1A4) – 25%, zużycie nawozów w rolnictwie (kat. 3B) – 16% i emisja lotna z paliw (kat. 1B) – 11%. Udział całej kategorii 1A (Spalanie paliw) w emisji NMLZO wyniósł

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

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

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

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

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

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

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



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

Tabela 1.17. Projekcje emisji pyłu PM<sub>2,5</sub>, według sektorów (kategorii NFR)

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

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

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

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

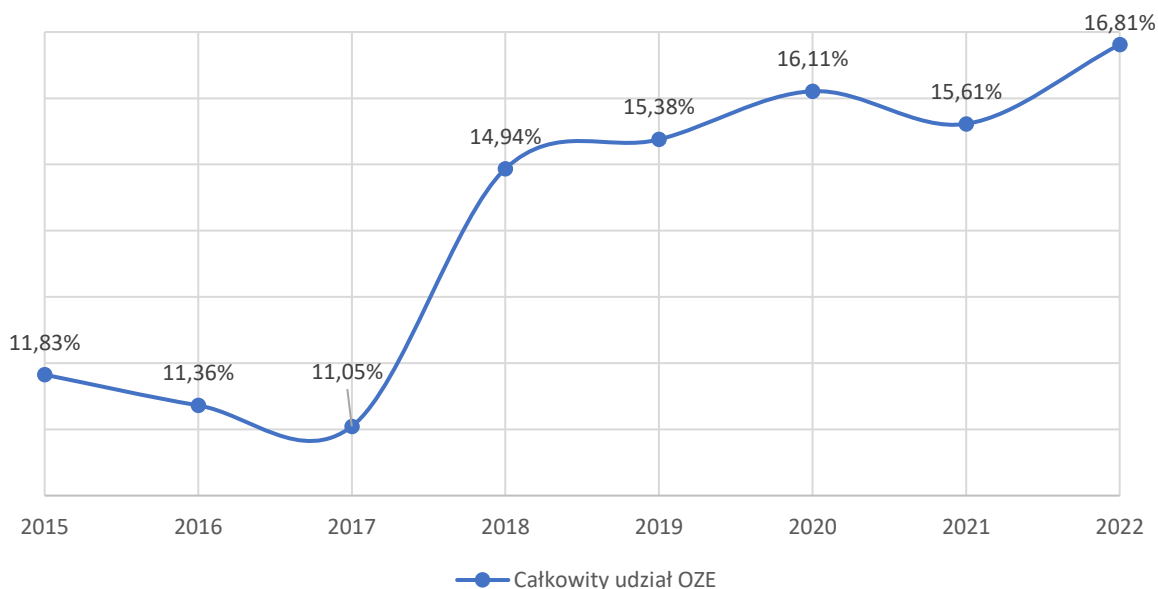
w tej kategorii oraz wspomniana wyżej zmiana struktury małych urządzeń grzewczych w kierunku elektryfikacji ogrzewnictwa, w szczególności poprzez stosowanie pomp ciepła.

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

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

## 1.2. Energia ze źródeł odnawialnych

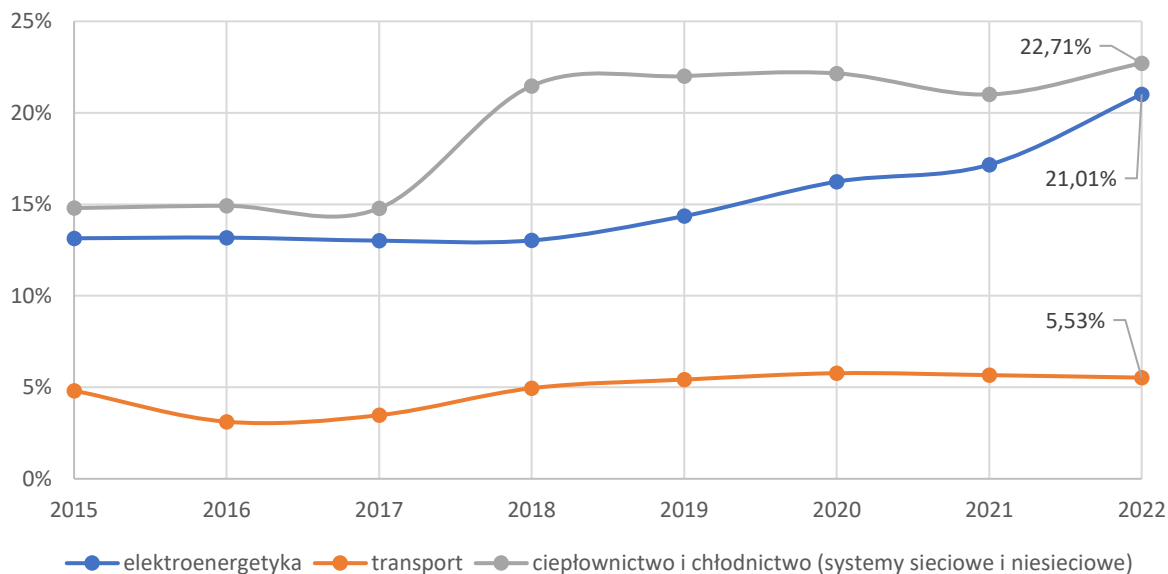
W 2022 r. udział energii odnawialnej w finalnym zużyciu energii brutto osiągnął poziom 16,81% i był wyższy o 4,98 p.p. w porównaniu z rokiem 2015. Największy wzrost wystąpił na przełomie lat 2017-2018 i wyniósł 3,89 p.p. (Rysunek 1.4). Całkowity wolumen energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii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



Rysunek 1.4. Udział OZE w ujęciu krajowym

Źródło: Eurostat Shares





Rysunek 1.5. Porównanie udziałów OZE w poszczególnych sektorach gospodarki

Źródło: Eurostat Shares

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

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

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

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

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

Zaprezentowane w niniejszym podrozdziale trajektorie krajowego i sektorowego udziału OZE zakładają (przy istniejących politykach i działaniach) kontynuację obecnych trendów w zakresie rozwoju technologii OZE (w tym kosztowych), a także obowiązujące na etapie przygotowania prognozy mechanizmy wsparcia. Takimi mechanizmami są systemy: świadectw pochodzenia (system stopniowo wygaszany) oraz aukcyjny (dla wszystkich technologii OZE wymienionych w ustawie<sup>5</sup>, a także morskich farm wiatrowych). W systemie aukcyjnym założono maksymalny 15-letni okres subsydiowania dla technologii, natomiast dla morskich elektrowni wiatrowych 25 lat. Założono również, że w ogłaszanych w przyszłości aukcjach preferowane będą rozwiązania mające obniżyć cenę energii, co jest istotne z punktu widzenia konkurencyjności gospodarki i dalszego wzrostu PKB. W zakresie rozwoju energetyki prosumenckiej założono kontynuację systemów wsparcia takich jak: Mój Prąd, Czyste Powietrze, Ciepłe Mieszkanie, ulga termomodernizacyjna czy ulga inwestycyjna dla gospodarstw rolnych.

Obliczenia oparto na danych prezentowanych w formularzach Eurostat SHARES<sup>6</sup>, 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 REDIII<sup>7</sup>.

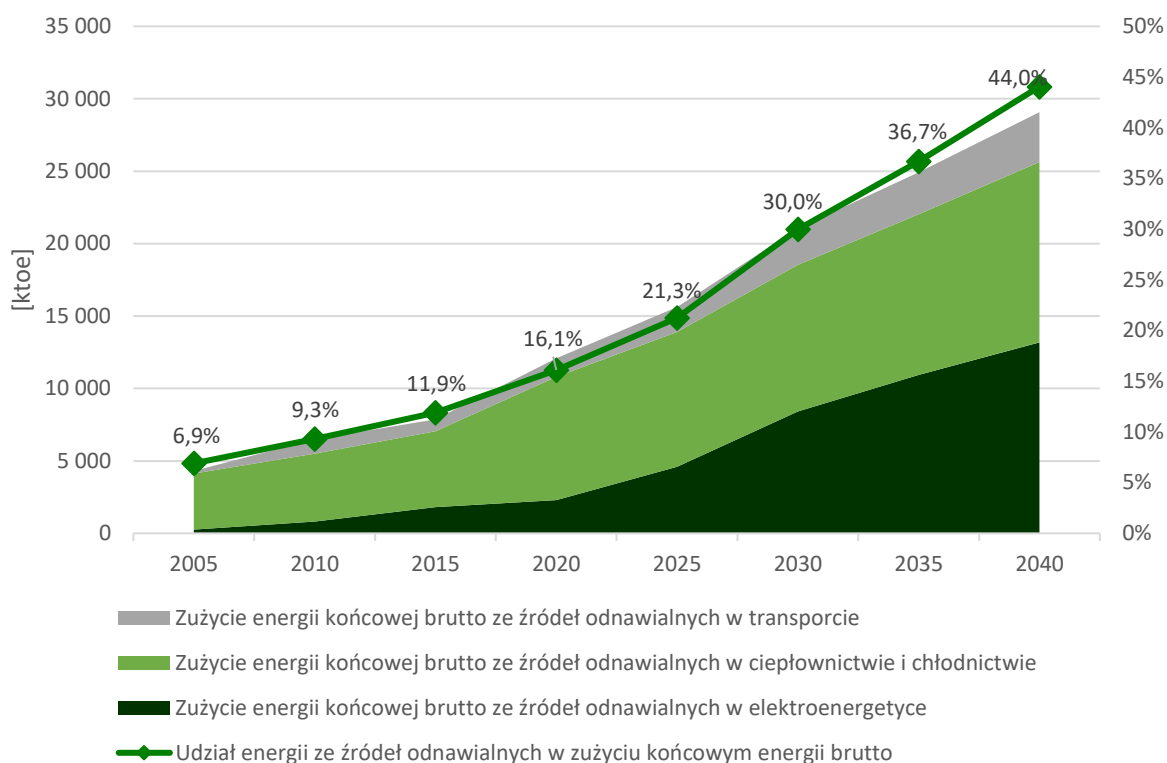
Do celów pracy określono przewidywane krajowe zapotrzebowanie na energię finalną brutto oraz produkcję z poszczególnych jednostek wytwórczych zaliczanych do OZE. Szczegółowy opis projekcji wzrostu zapotrzebowania na energię wykorzystanej do obliczeń zawarto w załączniku 3. KPEiK „Założenia prognostyczne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

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

<sup>5</sup> Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361, z późn. zm.)

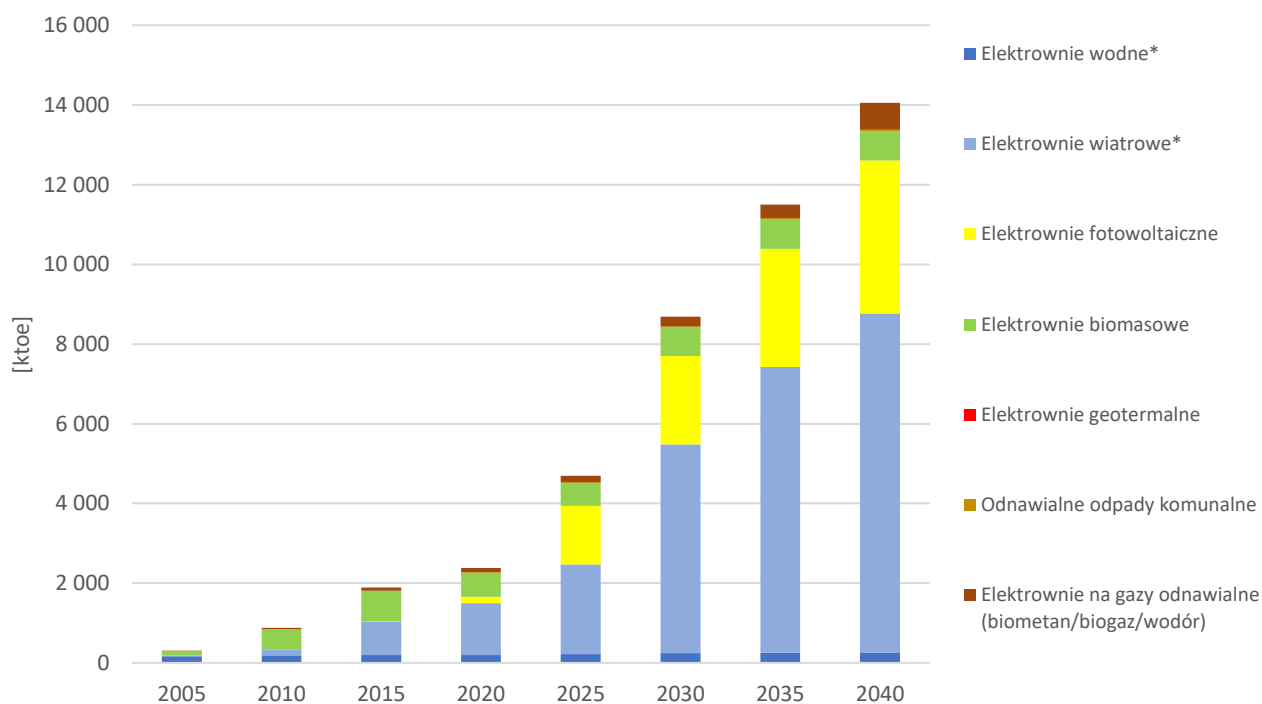
<sup>6</sup> European Commission. SHARES Tool Manual. Version 2022.181023

<sup>7</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady UE 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652



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

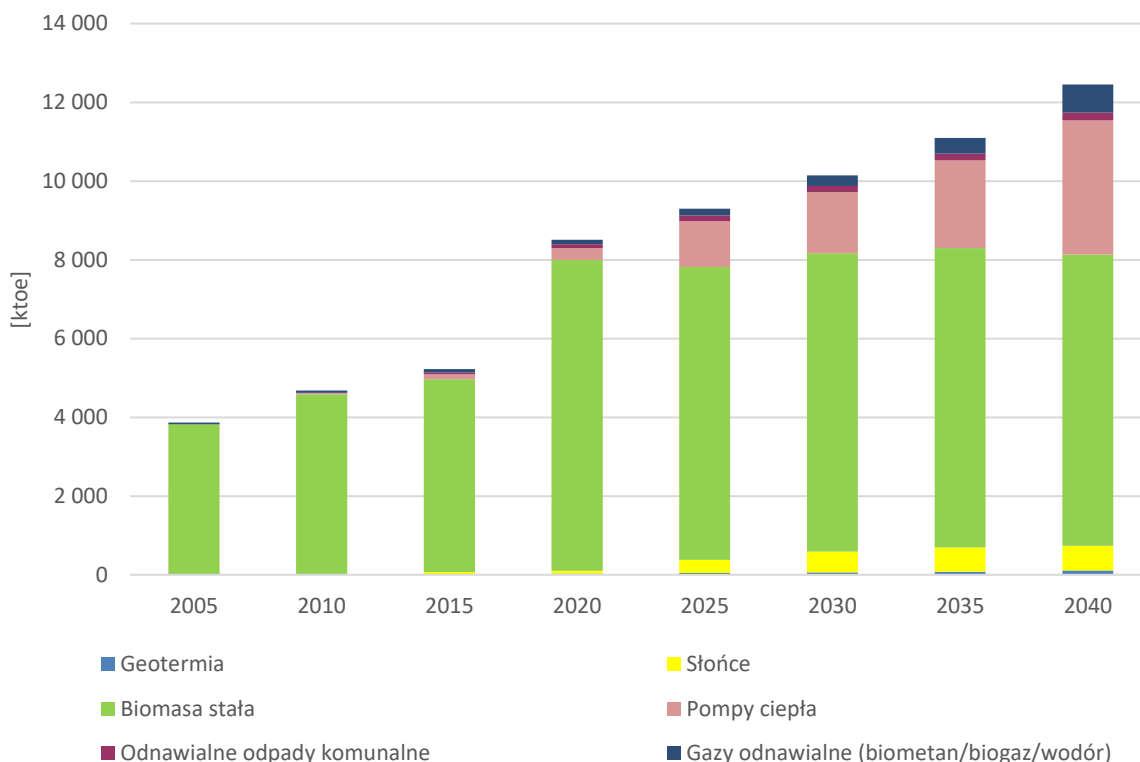
**W sektorze elektroenergetycznym, w okresie 2020-2030, udział OZE rośnie z poziomu 16,2% do 51,6% w 2030 r.** Głównym motorem tego wzrostu są technologie wiatrowe i słoneczne. Po 2040 coraz większą rolę w produkcji energii elektrycznej zaczyna odgrywać również wodór odnawialny (Tabela 1.19, Rysunek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



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

\* wartości znormalizowane

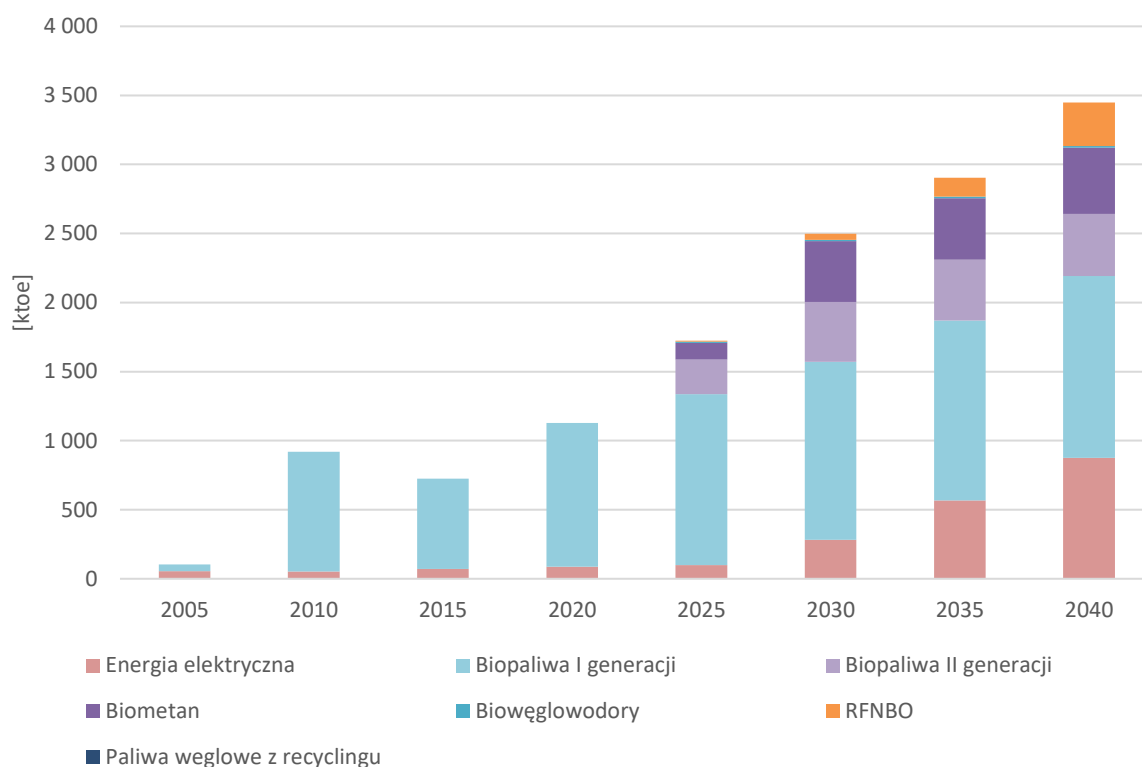
W sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa (obejmującym ciepło/chłód sieciowe i indywidualne), gdzie występuje stosunkowo duży potencjał, udział OZE rośnie z **22,1% w 2020 r. do 31,6% w 2030 r.** (Tabela 1.19, Rysunek 1.8), ale osiągnięcie wskazanych w analizie wartości będzie wymagało skierowania znacznie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



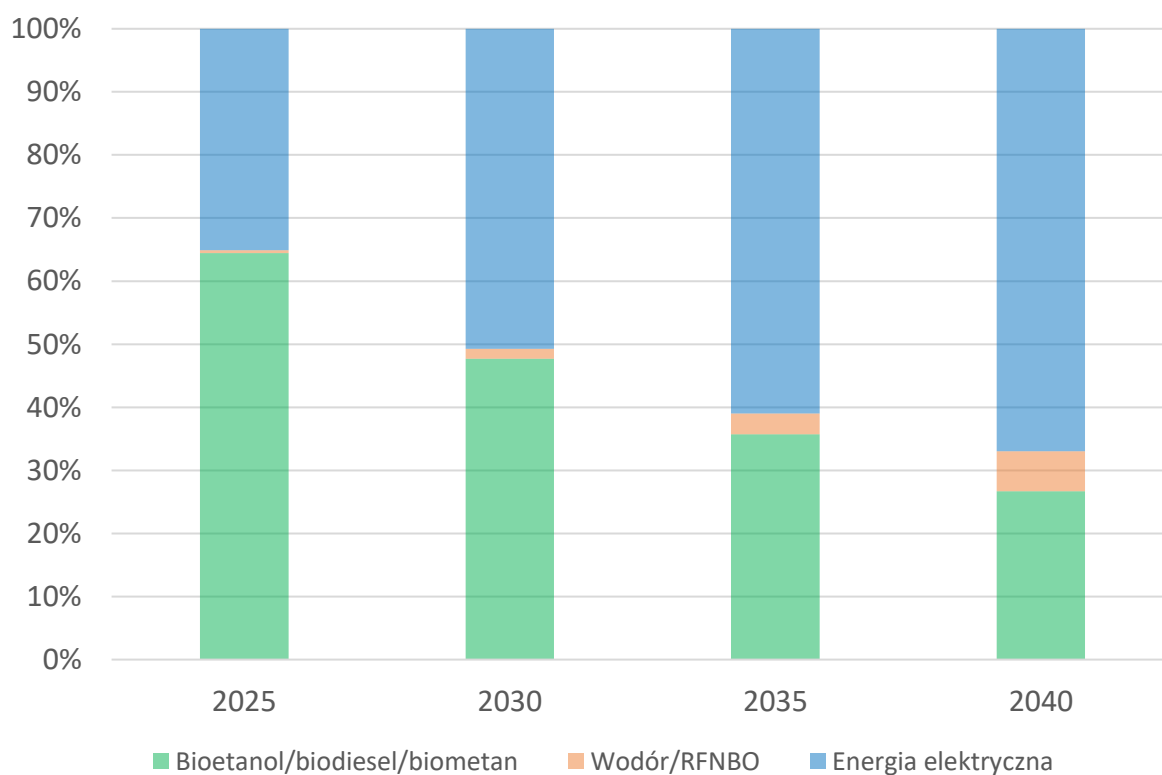
Rysunek 1.8. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - ciepłownictwo i chłodnictwo [ktoe]

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

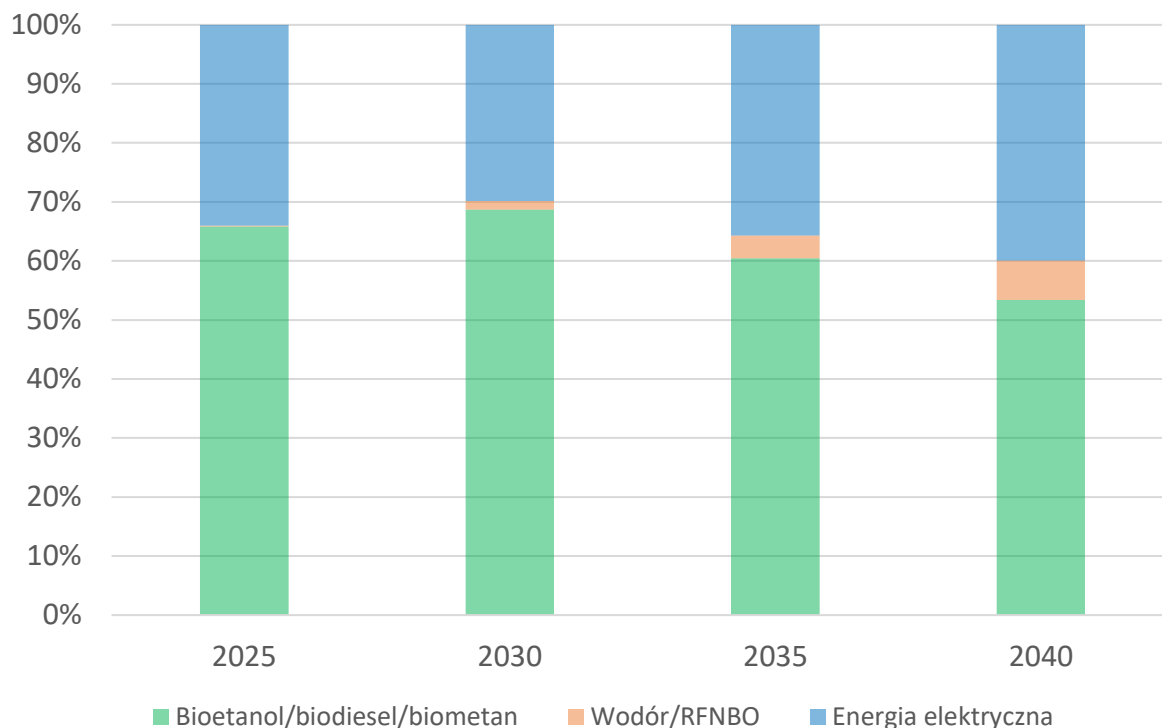
Wyniki analiz w zakresie **trajektorii wzrostu udziału OZE w transporcie wskazują na jego wzrost z poziomu 6,6% w 2020 r. do 17,8% w 2030 r.** (Tabela 1.19, Rysunek 1.9). W kolejnych podokresach prognozy wzrasta on w tempie geometrycznym w miarę postępu w elektryfikacji transportu, napędzanej głównie spadkiem kosztów pojazdów elektrycznych.



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

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

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



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

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

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

|                                                                                               |                                                                                        | 2005   | 2010   | 2015   | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040   |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na sektory [ktoe]                            | Końcowe zużycie energii brutto (denominator RES-OS)                                    | 61 577 | 69 192 | 65 374 | 74 069 | 73 059 | 69 238 | 66 432 | 64 024 |
|                                                                                               | Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych (numerator RES-OS)              | 4 229  | 6 421  | 7 767  | 11 926 | 15 527 | 20 764 | 24 364 | 28 201 |
|                                                                                               | Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w elektroenergetyce             | 257    | 824    | 1 818  | 2 292  | 4 600  | 8 407  | 10 930 | 13 180 |
|                                                                                               | Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w ciepłownictwie i chłodnictwie | 3 868  | 4 677  | 5 224  | 8 507  | 9 301  | 10 141 | 11 098 | 12 450 |
|                                                                                               | Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w transporcie                   | 178    | 993    | 824    | 1 291  | 1 723  | 2 499  | 2 903  | 3 448  |
| Sektorowy i całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu końcowym energii brutto | Udział energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu końcowym energii brutto                | 6,9%   | 9,3%   | 11,9%  | 16,1%  | 21,3%  | 30,0%  | 36,7%  | 44,0%  |
|                                                                                               | Udział energii z OZE w elektroenergetyce                                               | 2,5%   | 6,5%   | 13,4%  | 16,2%  | 29,8%  | 51,6%  | 63,0%  | 65,6%  |
|                                                                                               | Udział energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie                                   | 10,2%  | 11,8%  | 14,8%  | 22,1%  | 27,1%  | 31,6%  | 36,6%  | 43,5%  |
|                                                                                               | Udział energii z OZE w transporcie (z multiplikatorami)                                | 1,7%   | 6,6%   | 5,7%   | 6,6%   | 9,5%   | 17,8%  | 24,9%  | 35,3%  |

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., EurostatSHARES

Tabela 1.20. Sektor elektroenergetyczny

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



|                                                                                        |                                                        | 2005  | 2010  | 2015  | 2020  | 2025  | 2030  | 2035  | 2040  |
|----------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Udział poszczególnych rodzajów technologii w zużyciu energii z OZE w elektroenergetyce | Elektrownie fotowoltaiczne                             | 0,0%  | 0,0%  | 0,3%  | 7,1%  | 31,2% | 25,6% | 25,7% | 27,3% |
|                                                                                        | Elektrownie biomasowe                                  | 38,6% | 57,9% | 41,1% | 25,0% | 12,1% | 8,2%  | 6,4%  | 5,2%  |
|                                                                                        | Elektrownie geotermalne                                | 0,0%  | 0,0%  | 0,0%  | 0,0%  | 0,0%  | 0,0%  | 0,0%  | 0,0%  |
|                                                                                        | Elektrownie na gazy odnawialne (biometan/biogaz/wodór) | 3,2%  | 3,9%  | 4,1%  | 4,5%  | 3,6%  | 2,8%  | 2,9%  | 4,8%  |
|                                                                                        | Odnawialne odpady komunalne                            | 0,0%  | 0,0%  | 0,0%  | 0,7%  | 0,6%  | 0,4%  | 0,3%  | 0,3%  |

\*wartości znormalizowane

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

Tabela 1.21. Sektor ciepłownictwa i chłodnictwa

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

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

Tabela 1.22. Sektor transportu

|                                                                                                     |                                                                                   | 2005   | 2010   | 2015   | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040   |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na paliwa i technologie - sektor transportu [ktoe] | Końcowe zużycie energii brutto w transporcie (denominator RES-T)                  | 10 189 | 14 957 | 14 493 | 19 628 | 23 123 | 21 421 | 19 904 | 18 513 |
|                                                                                                     | Energia elektryczna                                                               | 54     | 53     | 72     | 88     | 98     | 283    | 567    | 876    |
|                                                                                                     | Biopaliwa I generacji                                                             | 50     | 867    | 653    | 1 040  | 1 238  | 1 287  | 1 302  | 1 317  |
|                                                                                                     | Biopaliwa II generacji                                                            | 0      | 0      | 0      | 0      | 250    | 435    | 442    | 449    |
|                                                                                                     | Biometan                                                                          | 0      | 0      | 0      | 0      | 121    | 438    | 444    | 480    |
|                                                                                                     | Biowęglowodory                                                                    | 0      | 0      | 0      | 0      | 10     | 10     | 10     | 11     |
|                                                                                                     | RNFBO                                                                             | 0      | 0      | 0      | 0      | 6      | 45     | 137    | 315    |
|                                                                                                     | Paliwa węglowe z recyklingu                                                       | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      |
|                                                                                                     | Zużycie energii elektrycznej na cele transportu drogowego zakwalifikowane do OZE  | 0      | 0      | 1      | 2      | 16     | 99     | 295    | 557    |
|                                                                                                     | Zużycie energii elektrycznej na cele transportu kolejowego zakwalifikowane do OZE | 48     | 47     | 65     | 80     | 78     | 176    | 262    | 309    |
|                                                                                                     | Zużycie energii elektrycznej w transporcie rurociągowym zakwalifikowane do OZE    | 6      | 6      | 7      | 6      | 4      | 8      | 10     | 10     |
| Udział energii elektrycznej w zużyciu energii z OZE w transporcie                                   | Udział energii elektrycznej na cele transportu drogowego                          | 0,5%   | 0,7%   | 0,7%   | 2,3%   | 15,9%  | 34,9%  | 52,1%  | 63,6%  |
|                                                                                                     | Udział energii elektrycznej na cele transportu kolejowego                         | 89,0%  | 88,8%  | 90,1%  | 91,1%  | 79,6%  | 62,3%  | 46,2%  | 35,2%  |
|                                                                                                     | Udział energii elektrycznej na cele innych rodzajów transportu                    | 10,5%  | 10,5%  | 9,2%   | 6,5%   | 4,5%   | 2,8%   | 1,8%   | 1,2%   |
|                                                                                                     | Całkowite zużycie energii elektrycznej w transporcie [ktoe]                       | 343,0  | 287,0  | 267,2  | 273    | 404    | 655    | 970    | 1357   |
|                                                                                                     | Rzeczywiste zużycie energii elektrycznej na cele transportu drogowego [ktoe]      | 1,8    | 2,0    | 1,9    | 6      | 64     | 228    | 505    | 863    |
|                                                                                                     | Rzeczywiste zużycie energii elektrycznej na cele transportu kolejowego [ktoe]     | 305,2  | 254,9  | 240,6  | 249    | 321    | 408    | 448    | 478    |
|                                                                                                     | Rzeczywiste zużycie energii elektrycznej w transporcie rurociągowym [ktoe]        | 36,0   | 30,2   | 24,7   | 18     | 18     | 18     | 17     | 16     |

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

## 1.2.2. Wykorzystanie OZE w budynkach i w przemyśle

Wyniki prognoz w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w budynkach<sup>8</sup> 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 CO<sub>2</sub> wpływających na poziom ceny hurtowej), jak również sposobów wsparcia umożliwiających częściowe pokrycie kosztów inwestycyjnych, możliwości korzystania z pożyczek udzielanych na preferencyjnych warunkach oraz wartościowego rozliczania nadwyżek energii wyprodukowanych przez prosumenta, zgodnie z zapisami ustawy z dnia 29 października 2021 r. o *zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw* (Dz. U. poz. 2376, z późn. zm.).

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

W tabelach (Tabela 1.23;

Tabela 1.24) zaprezentowano projekcje wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej z odnawialnych źródeł energii w małych instalacjach i mikroinstalacjach w budynkach, z uwzględnieniem danych dotyczących energii wytworzonej, zużytej na własne potrzeby i wprowadzonej do sieci. Udział energii wprowadzanej do sieci w poszczególnych okresach został określony na podstawie analizy danych historycznych podawanych przez URE<sup>9</sup>. 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 1.23. Wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w budynkach [GWh]

|                                  | rok  | Biogazownie | Fotowoltaika | Elektrownie wiatrowe |
|----------------------------------|------|-------------|--------------|----------------------|
| Produkcja brutto [GWh]           | 2015 | 0           | 9            | 0                    |
|                                  | 2020 | 1           | 1 527        | 0                    |
|                                  | 2025 | 8           | 9 897        | 0                    |
|                                  | 2030 | 13          | 14 036       | 1                    |
|                                  | 2035 | 17          | 18 780       | 1                    |
|                                  | 2040 | 21          | 23 964       | 2                    |
| Zużycie na własne potrzeby [GWh] | 2015 | 0           | 5            | 0                    |
|                                  | 2020 | 0           | 458          | 0                    |
|                                  | 2025 | 6           | 2 969        | 0                    |
|                                  | 2030 | 10          | 4 912        | 0                    |
|                                  | 2035 | 13          | 7 512        | 0                    |
|                                  | 2040 | 17          | 10 784       | 0                    |
|                                  | 2015 | 0           | 4            | 0                    |

<sup>8</sup> W rozumieniu art. 2 ust. 1 dyrektywy 2010/31/UE.

<sup>9</sup> „Zbiornice informacji 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] | 2020 | 0           | 1 069        | 0                    |
|                                    | 2025 | 2           | 6 928        | 0                    |
|                                    | 2030 | 3           | 9 124        | 1                    |
|                                    | 2035 | 3           | 11 268       | 1                    |
|                                    | 2040 | 4           | 13 180       | 1                    |

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

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

| rok  | Biogazownie | Kolektory słoneczne | Kotły na biomasę | Pompy ciepła |
|------|-------------|---------------------|------------------|--------------|
| 2015 | 0           | 45                  | 2 281            | 133          |
| 2020 | 0           | 80                  | 2 098            | 223          |
| 2025 | 4           | 259                 | 2 088            | 1158         |
| 2030 | 6           | 430                 | 2 048            | 1470         |
| 2035 | 8           | 516                 | 1 818            | 1926         |
| 2040 | 11          | 515                 | 1 576            | 2700         |

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

W tabeli (Tabela 1.25) zaprezentowano projekcje wykorzystanie OZE w budynkach w podziale na źródła oraz projekcje udziału w zużyciu energii ogółem. Z danych tych wynika wzrost udziału OZE w budynkach z ok. 25% w 2020 r. do ok. 41% w 2030 r. i następnie 64,1% w 2040 r.

Tabela 1.25. OZE w budynkach [ktoe]

|                                   | 2020          | 2025          | 2030          | 2035          | 2040          |
|-----------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Energia elektryczna               | 131           | 852           | 1 208         | 1 616         | 2 063         |
| Energia elektryczna z sieci (OZE) | 418           | 691           | 1 251         | 1 761         | 2 086         |
| Ciepło z sieci (OZE)              | 287           | 410           | 670           | 1 005         | 1 459         |
| Geotermalna                       | 26            | 45            | 59            | 75            | 109           |
| Słońce                            | 104           | 314           | 484           | 567           | 551           |
| Biomasa                           | 4 648         | 3 956         | 3 661         | 3 534         | 3 269         |
| Pompy ciepła                      | 223           | 1 158         | 1 470         | 1 926         | 2 700         |
| <b>Produkcja z OZE ogółem</b>     | <b>5 837</b>  | <b>7 425</b>  | <b>8 804</b>  | <b>10 484</b> | <b>12 237</b> |
| <b>Zużycie energii ogółem</b>     | <b>23 702</b> | <b>23 660</b> | <b>21 384</b> | <b>19 892</b> | <b>19 087</b> |
| <b>Udział OZE [%]</b>             | <b>24,6%</b>  | <b>31,4%</b>  | <b>41,2%</b>  | <b>52,7%</b>  | <b>64,1%</b>  |

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

Tabela 1.26. OZE w przemyśle [ktoe]

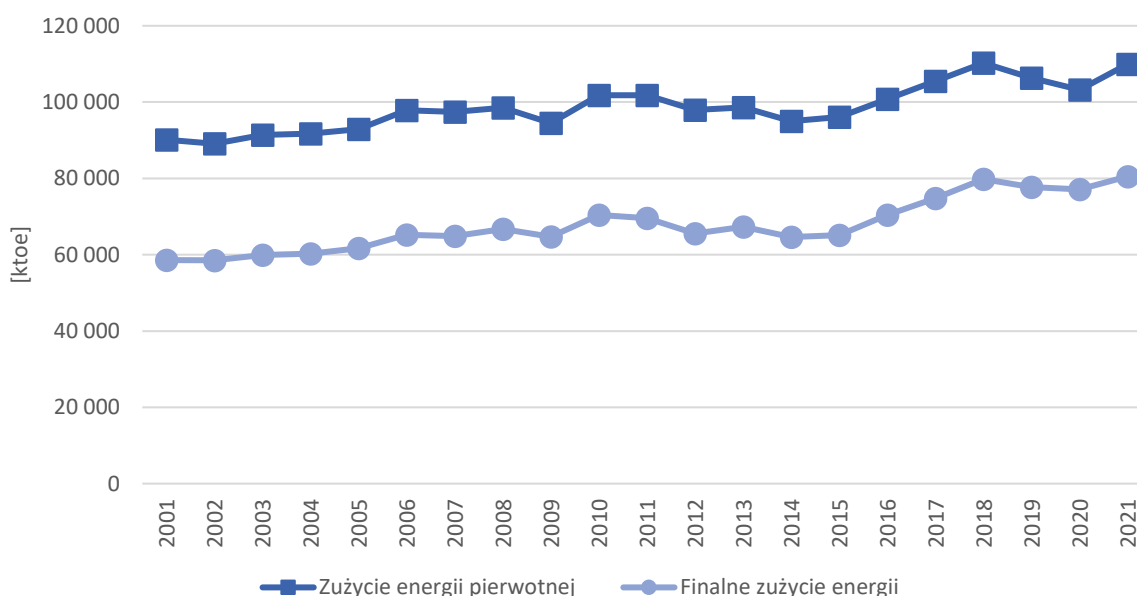
|                               | 2020         | 2025         | 2030         | 2035         | 2040         |
|-------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Odpady odnawialne             | 90           | 102          | 112          | 123          | 137          |
| Słońce                        | 8            | 73           | 167          | 296          | 480          |
| Biomasa                       | 1 807        | 2 236        | 2 287        | 2 197        | 2 174        |
| Biometan/biogaz/wodór         | 23           | 34           | 50           | 85           | 219          |
| <b>Produkcja z OZE ogółem</b> | <b>1 928</b> | <b>2 445</b> | <b>2 615</b> | <b>2 700</b> | <b>3 010</b> |

|                        | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040   |
|------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Zużycie energii ogółem | 15 921 | 15 924 | 15 336 | 14 778 | 14 244 |
| Udział OZE [%]         | 12,1%  | 15,4%  | 17,0%  | 18,3%  | 21,1%  |

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

## 2. Wymiar „efektywność energetyczna”

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



Rysunek 2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem w latach 2011-2021<sup>10</sup>

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

<sup>10</sup> „Efektywność wykorzystania energii w latach 2011-2021”. Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, 15.06.2023 r.

największe redukcje zostały osiągnięte w gospodarstwach domowych (2,4 Mtoe). Warunki pogodowe wpłynęły na zwiększenie zużycia energii o 1,0 Mtoe, a pozostałe czynniki na zmniejszenie o 0,1 Mtoe<sup>32</sup>.

## 2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej

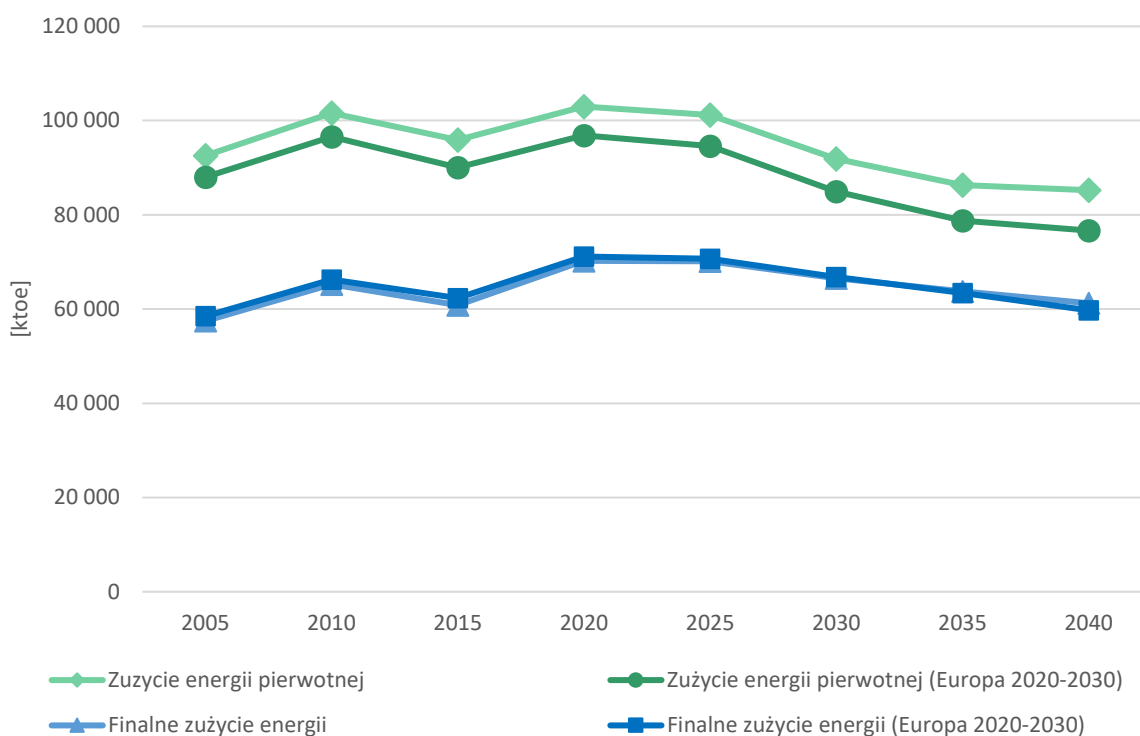
Na rysunku (Rysunek 2.2) przedstawiono historyczne i prognozowane zużycie energii pierwotnej i finalnej w kraju. Z uzyskanych danych wynika spadek zapotrzebowania na energię pierwotną w kraju w latach 2020-2030 z poziomu 103,3 Mtoe do 92,3 Mtoe i następnie przyspieszenie tempa tego spadku w dalszych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

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

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

\*ze zużyciem nieenergetycznym

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



Rysunek 2.2. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem

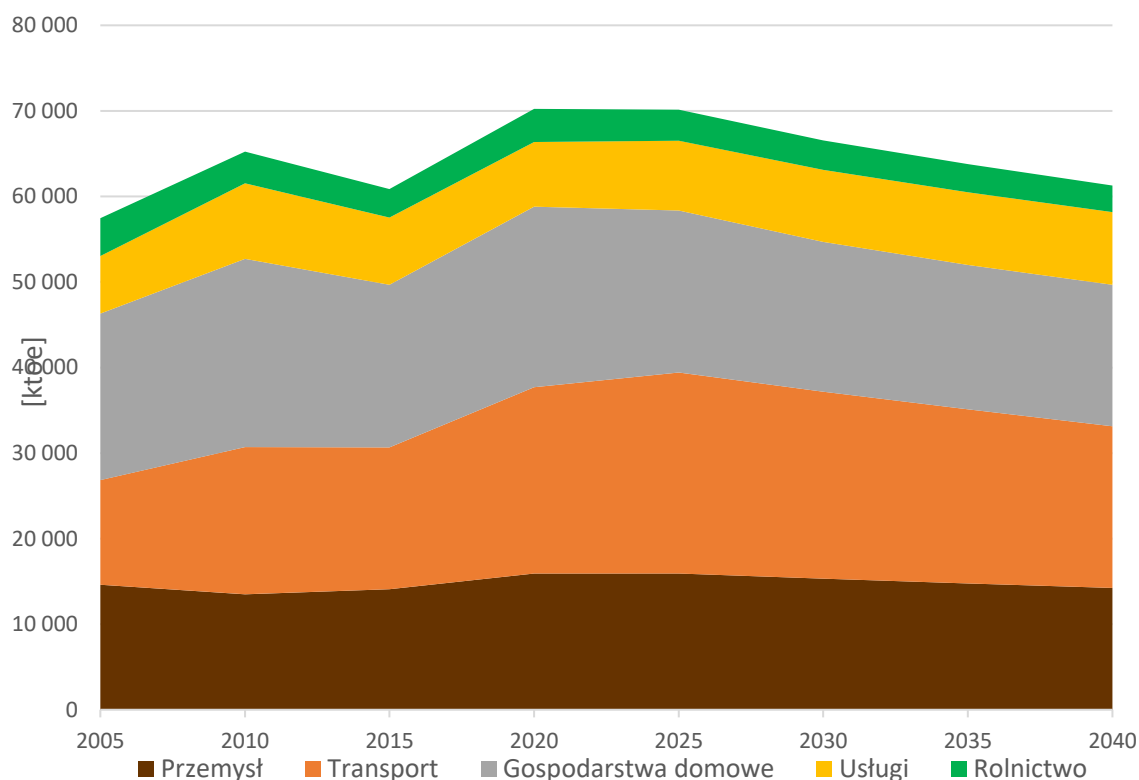
## 2.2. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory

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

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

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

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



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

## 2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa

W finalnym zużyciu energii następują stopniowe zmiany w strukturze paliwowej (

Tabela 2.3; Rysunek 2.4). Znacząco spada zużycie węgla (jego udział spada z 13% w 2020 r. do 7% w 2030 r. i 3% w 2040 r., natomiast rośnie stopniowo zużycie energii elektrycznej oraz energii z odnawialnych źródeł energii. Gaz ziemny rośnie tylko w perspektywie 2030 r. Po tym okresie jego udział w finalnym zużyciu energii zaczyna stopniowo spadać. W oparciu o przyjęte założenia przewidywany jest również istotny spadek zapotrzebowania na ciepło sieciowe. Jest on wynikiem założeń w odniesieniu do zakrojonej na szeroką skalę działań termomodernizacyjnych oraz wzrostu wykorzystania pomp ciepła w indywidualnych systemach ogrzewania. Spadek zużycia węgla kamiennego związany jest głównie z postępującym powolą, ale stopniowo procesem unowocześniania zakładów produkcyjnych funkcjonujących w systemie ETS, czego konsekwencją jest przechodzenie na paliwa i nośniki takie jak: OZE czy energia elektryczna. W następnej kolejności na spadek zużycia węgla wpływać będzie również proces wymiany starych, nieefektywnych kotłów w gospodarstwach domowych, wspierany dopłatami (np. z programu Czyste Powietrze). Procesy te są wymuszane, m.in. poprzez wprowadzane na szczeblu regionalnym uchwały antysmogowe, które zabraniają stosowania kotłów na paliwa stałe niespełniających określonych norm środowiskowych, a w niektórych wprowadzane są całkowite zakazy stosowania paliw stałych.

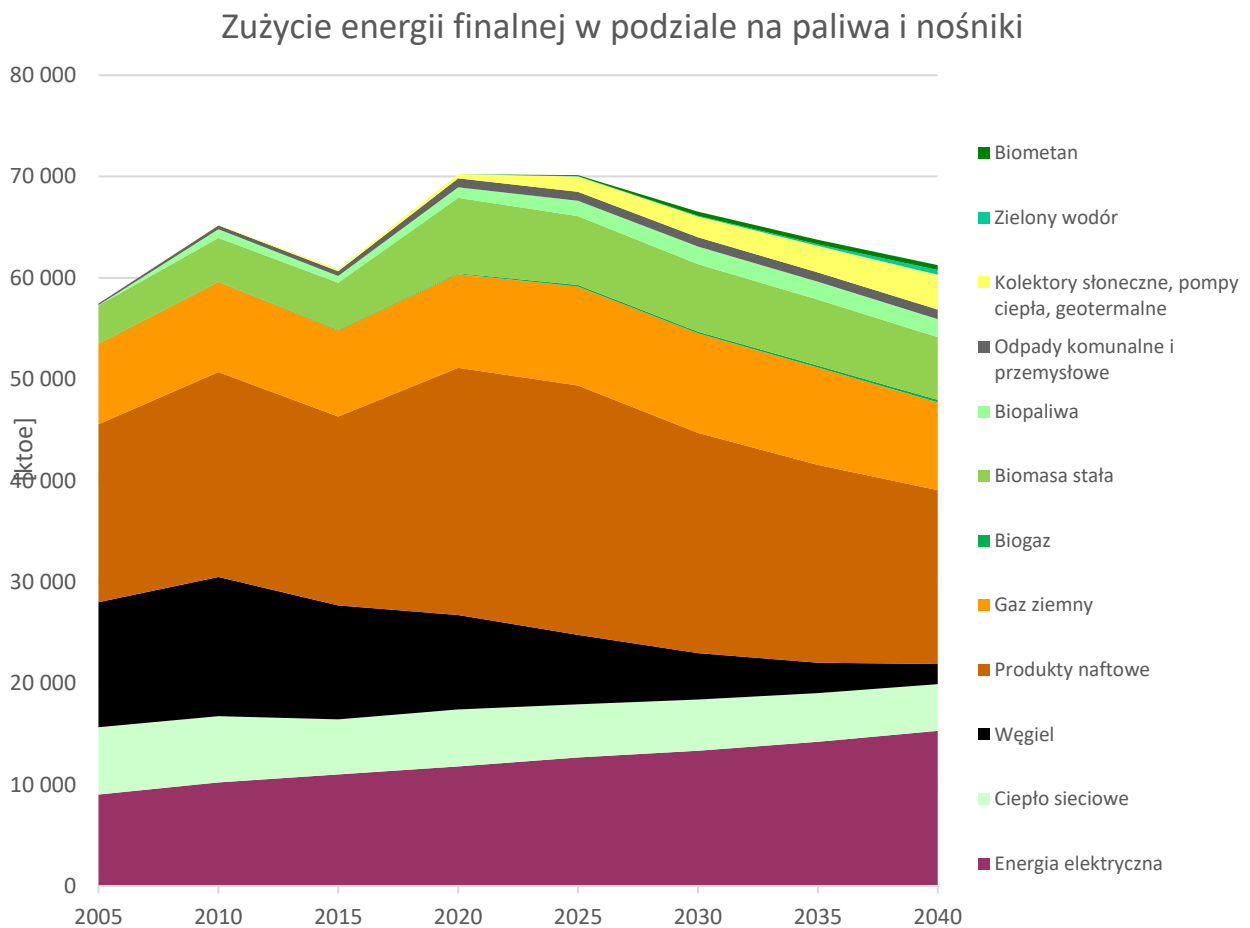
Tabela 2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki [ktoe]

|                     | 2005   | 2010   | 2015   | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040   |
|---------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Energia elektryczna | 9 028  | 10 206 | 10 990 | 11 806 | 12 681 | 13 345 | 14 214 | 15 308 |
| Ciepło sieciowe     | 6 634  | 6 547  | 5 462  | 5 603  | 5 247  | 5 061  | 4 811  | 4 598  |
| Węgiel              | 12 340 | 13 733 | 11 218 | 9 335  | 6 840  | 4 564  | 3 014  | 1 995  |
| Produkty naftowe    | 17 563 | 20 213 | 18 647 | 24 384 | 24 631 | 21 729 | 19 498 | 17 153 |



|                                                | 2005          | 2010          | 2015          | 2020          | 2025          | 2030          | 2035          | 2040          |
|------------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Gaz ziemny                                     | 7 917         | 8 884         | 8 490         | 9 236         | 9 762         | 9 831         | 9 615         | 8 669         |
| Biogaz                                         | 40            | 48            | 78            | 92            | 131           | 165           | 201           | 237           |
| Biomasa stała                                  | 3 755         | 4 306         | 4 639         | 7 447         | 6 810         | 6 673         | 6 499         | 6 191         |
| Biopaliwa                                      | 47            | 867           | 653           | 1 040         | 1498          | 1733          | 1754          | 1776          |
| Odpady komunalne i przemysłowe                 | 136           | 378           | 486           | 889           | 894           | 915           | 933           | 954           |
| Kolektory słoneczne, pompy ciepła, geotermalne | 12            | 69            | 200           | 404           | 1 535         | 2 053         | 2 615         | 3 434         |
| Wodór                                          | 0             | 0             | 0             | 0             | 6             | 49            | 164           | 464           |
| Biometan                                       | 0             | 0             | 0             | 0             | 121           | 438           | 444           | 480           |
| <b>RAZEM</b>                                   | <b>57 473</b> | <b>65 250</b> | <b>60 863</b> | <b>70 235</b> | <b>70 154</b> | <b>66 555</b> | <b>63 763</b> | <b>61 262</b> |

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



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

## 2.4. Zużycie nieenergetyczne

Zużycie nieenergetyczne to ilość nośników energii użyta na potrzeby technologiczne produkcji niektórych wyrobów (np. zużycie gazu ziemnego do produkcji nawozów sztucznych, albo węgiel kamienny

do produkcji elektrod). W prognozie zakłada się umiarkowany spadek zużycia wszystkich stosowanych do tej pory nośników energii na cele nieenergetyczne.

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

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

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

## 2.5. Intensywność zużycia energii pierwotnej

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

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

|                  | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 |
|------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| toe/mln EUR'2024 | 270  | 234  | 191  | 181  | 151  | 122  | 105  | 97   |
| toe/mln PLN'2024 | 67   | 58   | 46   | 41   | 34   | 27   | 23   | 22   |

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

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

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

|                    | 2005        | 2010        | 2015        | 2020        | 2025        | 2030        | 2035        | 2040        |
|--------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| <b>Ogółem kraj</b> | <b>2,44</b> | <b>2,67</b> | <b>2,53</b> | <b>2,72</b> | <b>2,67</b> | <b>2,44</b> | <b>2,31</b> | <b>2,31</b> |

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

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

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

|                                        | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 |
|----------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Ogółem kraj                            | 258  | 234  | 186  | 194  | 162  | 137  | 120  | 108  |
| Przemysł                               | 312  | 215  | 188  | 184  | 151  | 131  | 116  | 106  |
| Transport                              | 899  | 1235 | 936  | 1280 | 1022 | 821  | 694  | 593  |
| w tym: pasażerski                      | b.d  | b.d  | 504  | 642  | 529  | 407  | 352  | 310  |
| towarowy                               | b.d  | b.d  | 421  | 624  | 483  | 407  | 334  | 276  |
| Usługi                                 | 53   | 55   | 43   | 36   | 34   | 31   | 29   | 26   |
| Rolnictwo                              | 573  | 483  | 463  | 519  | 462  | 417  | 387  | 361  |
| Gospodarstwa domowe<br>[toe/gosp.dom.] | 1830 | 1961 | 1636 | 1687 | 1448 | 1309 | 1222 | 1169 |

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

## 2.6. Wsad paliwowy w wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej

W tabeli (Tabela 2.8) zilustrowano projekcje zużycia paliw na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej i ciepła dla wszystkich odbiorców. Zaprezentowane wielkości zużycia dla okresu 2020-2050 są pochodną wyznaczonej w dedykowanym modelu (MESSAGE-PL) optymalnej struktury mocy i produkcji energii elektrycznej i ciepła w kraju, opisanej szczegółowo następnych rozdziałach. Kluczowym wnioskiem wypływającym z otrzymanych wyników jest przewidywane stopniowe ograniczanie wykorzystania węgla (zarówno kamiennego jak i brunatnego) w sektorze elektroenergetyki i ciepłownictwa, wymuszane głównie rosnącym kosztem zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, koniecznością trwałego odstawiania wyeksploatowanych i najczęściej wysokoemisyjnych jednostek, a także występowaniem innych niesprzyjających warunków w otoczeniu regulacyjnym i rynkowym dla jednostek wysokoemisyjnych. Odbywa się to kosztem zwiększania udziału paliw bezemisyjnych lub niskoemisyjnych (OZE, gaz ziemny, energia jądrowa). Dzięki funkcjonowaniu rynku mocy, istotny spadek zużycia węgla następuje dopiero po 2028 r. Założone w modelu prognostycznym zgodnie z rekomendacjami KE ceny uprawnień do emisji GHG wzrastają istotnie w tym okresie, co powoduje szybkie wypychanie z krzywej merit order jednostek węglowych. Istotnym elementem niepewności uzyskanych wyników jest tutaj jednak poziom cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

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

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

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

## 2.7. Wsad paliwowy w pozostałe procesy konwersji

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

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

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

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

## 2.8. Udział wytwarzania skojarzonego w produkcji energii elektrycznej i ciepła

Rozwój wysokosprawnej kogeneracji w Polsce jest jednym z priorytetowych kierunków krajowej strategii energetycznej. Niepodważalną zaletą układów skojarzonych jest ich wysoka sprawność energetyczna, pozwalająca na istotne ograniczenie zużycia paliw pierwotnych, co w rezultacie przekłada się na redukcję emisji CO<sub>2</sub> 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%<sup>11</sup> ciepła użytkowego pochodziła z kogeneracji, natomiast pozostała część ciepła była produkowana w kotłach wodnych (ciepłownie i kotły ciepłownicze energetyki zawodowej). Polska ma więc znaczny potencjał, który może zostać wykorzystany dzięki przebudowie niespełniających wymogów środowiskowych kotłów wodnych na jednostki kogeneracyjne. Ponadto, istnieją techniczne możliwości wykorzystania ciepła odpadowego powstającego w instalacjach przemysłowych lub innych instalacjach generujących ciepło odpadowe. Jeszcze innym rozwiązaniem jest rozwój mikrokogeneracji oraz energetyki prosumenckiej.

W symulacjach modelowych tempo rozwoju kogeneracji w Polsce określono stosownie do prognozy zapotrzebowania na ciepło użytkowe z uwzględnieniem czynników ekonomicznych oraz przy założeniu kontynuacji wsparcia wysokosprawnej kogeneracji. Wyniki obliczeń modelowych (Tabela 2.10) wskazują na utrzymywanie się udziału energii elektrycznej produkowanej w wysokosprawnej kogeneracji do 2030 r. na poziomie 65%, a następnie jego spadek do 53% w 2040 r. Przy określonych w pracy założeniach, wiodącą technologią kogeneracji są duże elektrociepłownie gazowe (faktem przemawiającym za wyborem takiego rozwiązania jest proekologiczny charakter tych jednostek, dostępność paliwa oraz konkurencyjność w warunkach rosnących cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>).

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

<sup>11</sup> „Gospodarka paliwowo-energetyczna” - GUS, Warszawa 2021

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

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

## 2.9. Produkcja energii cieplnej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach

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

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

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

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

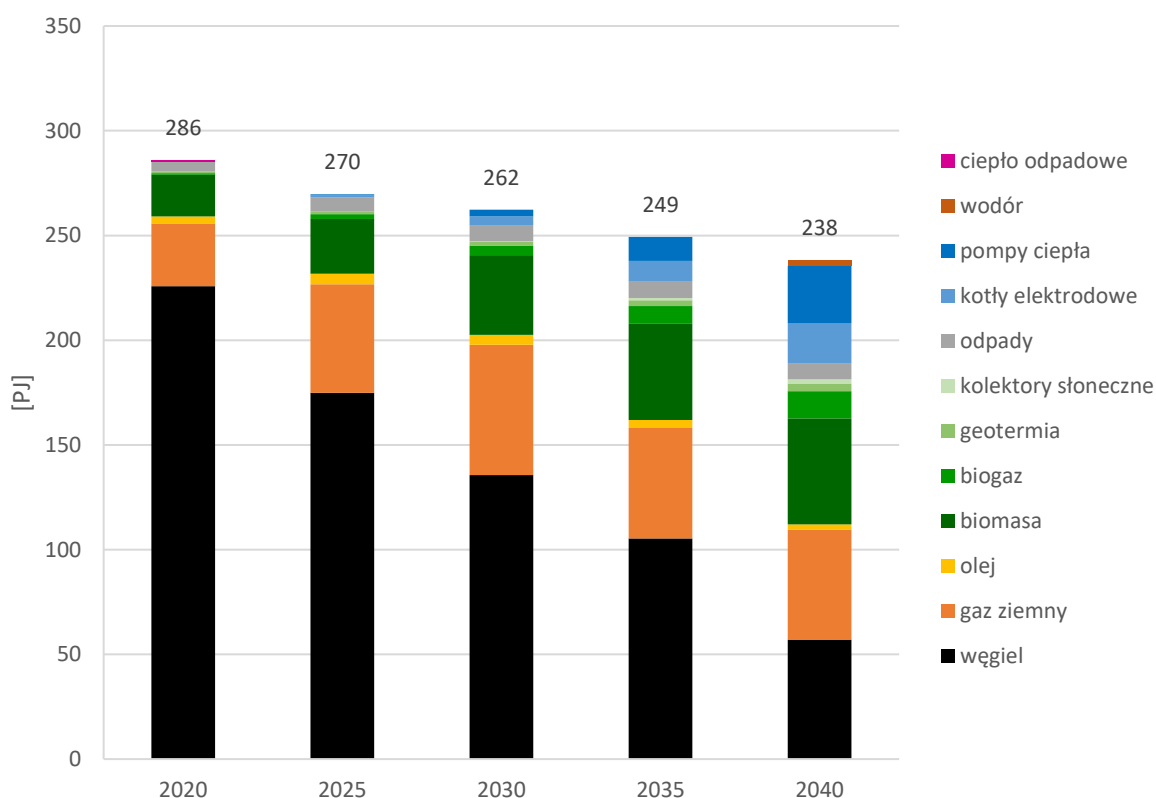
\* Zgodnie z metodyką stosowaną przez Eurostat każda elektrownia to elektrociepłownia, dlatego emisje z prezentowane są w jednej pozycji „elektrociepłownie”

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

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

|            | 2020    | 2025    | 2030    | 2035    | 2040   |
|------------|---------|---------|---------|---------|--------|
| Węgiel     | 225 854 | 174 845 | 135 554 | 105 407 | 56 990 |
| Gaz ziemny | 29 843  | 51 826  | 62 249  | 52 715  | 52 430 |
| Olej       | 3 336   | 5 136   | 4 805   | 3 754   | 2 594  |
| Biomasa    | 19 868  | 26 134  | 38 071  | 46 106  | 50 660 |
| Biogaz     | 835     | 2 242   | 4 447   | 8 325   | 13 023 |
| Geotermia  | 712     | 1 415   | 2 114   | 2 707   | 3 575  |
| Odpady     | 4 853   | 6 510   | 7 268   | 7 788   | 7 392  |

|                                 | 2020           | 2025           | 2030           | 2035           | 2040           |
|---------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Wodór                           | 0              | 0              | 0              | 0              | 2 462          |
| Kotły elektrodowe               | 0              | 1 064          | 4 377          | 9 920          | 19 363         |
| Kolektory słoneczne             | 0              | 0              | 161            | 1 099          | 2 104          |
| Pompy ciepła                    | 0              | 408            | 3 223          | 11 501         | 27 506         |
| Paliwo jądrowe, ciepło odpadowe | 641            | 0              | 0              | 0              | 0              |
| <b>RAZEM</b>                    | <b>285 942</b> | <b>269 580</b> | <b>262 268</b> | <b>249 321</b> | <b>238 098</b> |



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

## 2.10. Produkcja energii cieplnej wytworzonej w indywidualnych źródłach ciepła

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

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

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

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

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

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

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

## 2.11. Potencjał wysokosprawnej kogeneracji

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

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

Według innego kryterium potencjał całkowity dzieli się na:

- potencjał już wykorzystany = część ciepła użytkowego, która jest obecnie wytwarzana w instalacjach kogeneracyjnych;
- potencjał dodatkowy = część ciepła użytkowego, która jest obecnie wytwarzana za pomocą innych technik<sup>12</sup>.

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

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

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

<sup>12</sup> „Analiza krajowego potencjału ciepłownictwa i chłodnictwa. Aktualizacja na rok 2017”, Politechnika Warszawska, Warszawa 2017.

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

Dla realnego planowania przyszłego rozwoju kogeneracji właściwą kategorią jest dodatkowy potencjał ekonomiczny, tj. ilość ciepła użytkowego, która nie jest obecnie wytwarzana w instalacjach kogeneracyjnych, a której wytwarzanie w takich instalacjach uznaje się, po przeprowadzeniu szczegółowej analizy, za uzasadnione ekonomicznie.

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

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

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

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

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

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

W wyniku realizacji całości obliczeń stwierdzono, że całkowity dodatkowy potencjał ekonomiczny kogeneracji to 190 PJ ciepła. Aby w pełni wykorzystać ten potencjał, należałoby wybudować instalacje kogeneracyjne o całkowitej mocy elektrycznej na poziomie ok. 10 GW i całkowitej mocy cieplnej ok. 11 GW. Instalacje te produkowałyby rocznie 182 PJ ciepła i 46 TWh energii elektrycznej, która to produkcja w technologii kogeneracyjnej pozwoliłaby rocznie zaoszczędzić ok. 250 PJ energii pierwotnej i zredukować emisję CO<sub>2</sub> o 25 mln ton.



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

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

Obok ciepła pochodzącego z kogeneracji jako perspektywicznie korzystną z punktu widzenia efektywności energetycznej ocenia się również produkcję chłodu sieciowego. Z powodów klimatycznych rola chłodzenia pomieszczeń nie jest w Polsce tak duża, jak w krajach Europy Południowej. Tym niemniej wiele budynków, głównie w sektorze usług, ma zainstalowane urządzenia klimatyzacyjne. Istniejące urządzenia klimatyzacyjne są z reguły lokalne, zasilane energią elektryczną, a sieciowa dystrybucja chłodu znajduje się w Polsce na etapie testów lub bardzo skromnych zastosowań. Sytuacja klimatyzowanych budynków jest pod tym względem analogiczna do sytuacji budynków ogrzewanych własnymi indywidualnymi źródłami energii cieplnej. Krajowy potencjał całkowity wytwarzania chłodu, ograniczony do jego podstawowego zastosowania, tj. do sektora usług, został oceniony na 19 PJ, czyli dwukrotnie mniej niż potrzeby grzewcze budynków tego sektora<sup>13</sup>.

### 3. Wymiar „bezpieczeństwo energetyczne”

#### 3.1. Krajowe zasoby energetyczne i stan infrastruktury wytwórczej

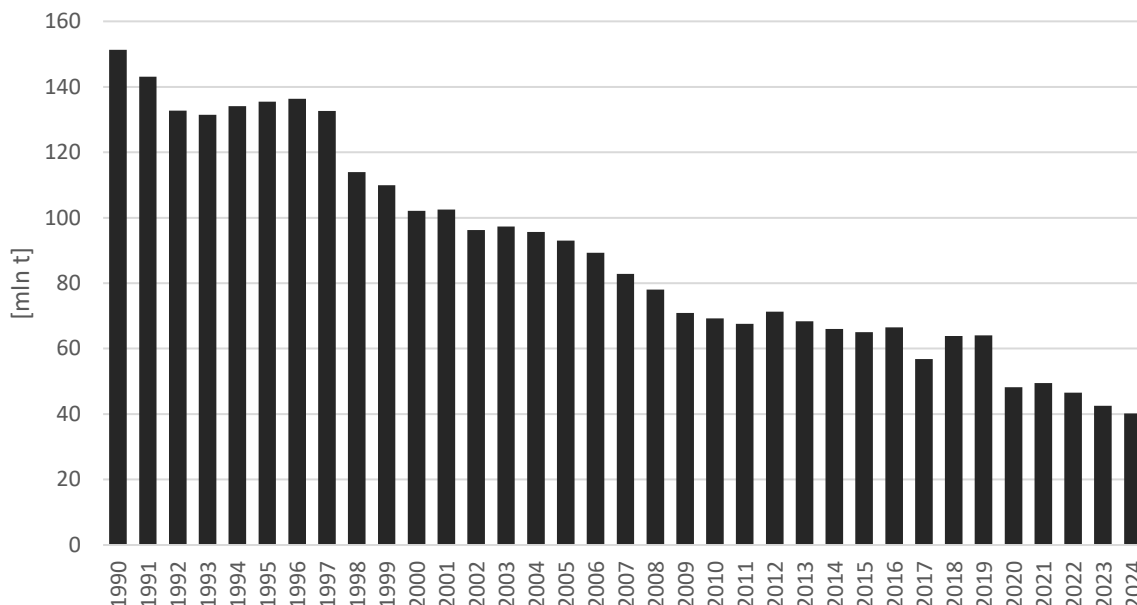
##### Węgiel kamienny

Według danych Państwowego Instytutu Geologicznego (PIG), udokumentowane zasoby bilansowe złóż węgla kamiennego na koniec 2024 r. wynosiły 64 616 mln t. 71% zasobów stanowiły węgle energetyczne, niecałe 28% stanowiły węgle koksujące, a inne typy węgla stanowiły 1,2%. Zasoby złóż zagospodarowanych stanowiły 44% zasobów bilansowych (28 397 mln t). Zasoby przemysłowe złóż zagospodarowanych, tj. nadających się do wydobywania przy obecnych warunkach technicznych i ekonomicznych wyniosły 3999,7 mln t. Warto jednak zaznaczyć, że eksploatacja w większości kopalni w Polsce wiąże się z bardzo wysokimi kosztami – znacznie wyższymi niż w innych krajach. Wydobycie węgla kamiennego w 2024 r. wyniosło 40,2 mln t<sup>14</sup>.

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

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

<sup>14</sup> „Bilans zasobów złóż kopalni w Polsce, wg stanu na 31.XII.2024 r.” - Państwowy Instytut Geologiczny. Warszawa 2025

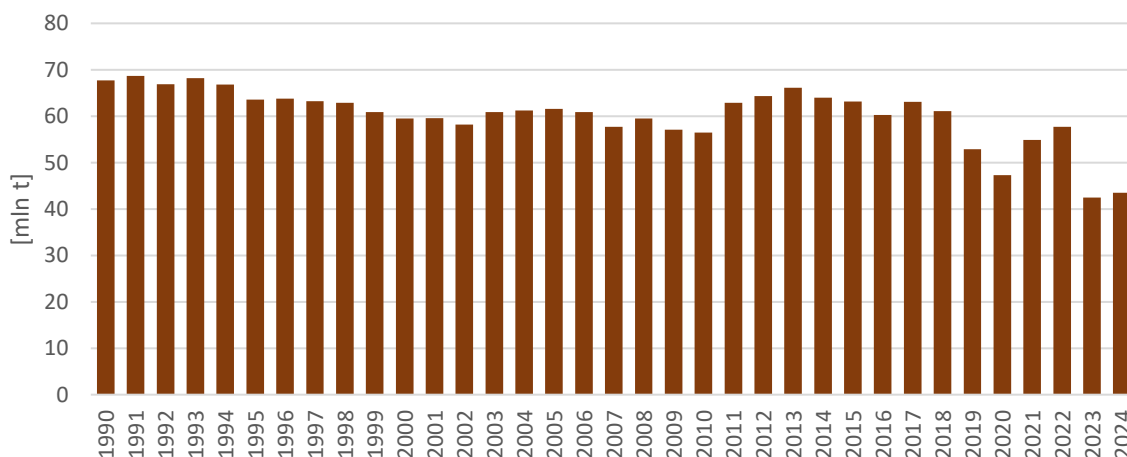


Rysunek 3.1. Wydobycie węgla kamiennego w Polsce w latach 1990-2024

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowych Instytut Badawczy

### Węgiel brunatny

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



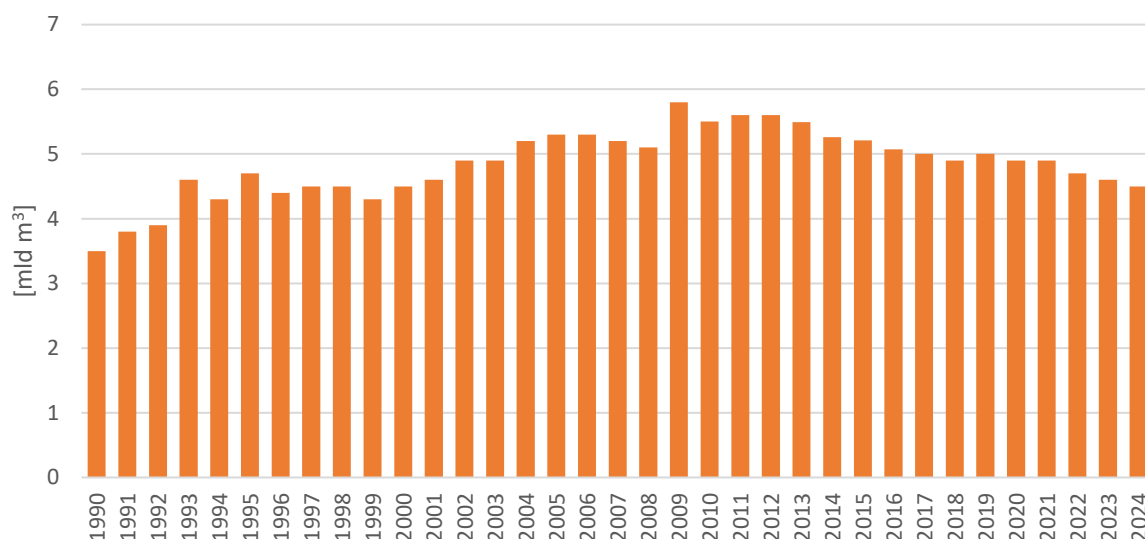
Rysunek 3.2. Zasoby i wydobycie węgla brunatnego w Polsce w latach 1990-2024

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowych Instytut Badawczy

### Gaz ziemny

Zgodnie z danymi podanymi przez PIG, stan wydobywalnych zasobów gazu ziemnego w 2024 r. wyniósł 152,6 mld m<sup>3</sup> (łącznie zasoby bilansowe i pozabilansowe). Całkowite zasoby wydobywalne zagospodarowanych złóż gazu ziemnego wyniosły w analizowanym roku 130,4 mld m<sup>3</sup>, co stanowi 85% ogólnej ilości zasobów wydobywalnych. Zasoby przemysłowe złóż gazu ziemnego w 2024 r. kształtowały

się na poziomie 75,5 mld m<sup>3</sup>. W 2024 r. wydobycie gazu ziemnego ze złóż o zasobach udokumentowanych wyniosło 4,5 mld m<sup>3</sup>. Na rysunku poniżej przedstawiono wydobycie gazu ziemnego w latach 1990–2024.



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

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowych Instytut Badawczy

## Paliwo jądrowe

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

## Biomasa

Biomasa jest paliwem odnawialnym o ograniczonej podaży. Biomasa stała jest wykorzystywana w ogrzewnictwie indywidualnym, a także w zakładach energetycznych. Prognozowane zużycie biomasy będzie spadało w czasie na rzecz wykorzystania innych odnawialnych źródeł energii. Poniżej podano szacunek krajowych zasobów biomasy dla założeń „business as usual” odpowiadających scenariuszowi WEM. Dla wyznaczenia potencjału zrównoważonego przyjmuje się następujące założenia<sup>15</sup>:

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

- 1) **Biomasa leśna.** Uwzględniono drewno z: lasów w zarządzie Lasów Państwowych, lasów prywatnych, lasów gminnych, zadrzewień oraz tzw. lasów poza ewidencją. Dla 2023 r. wykorzystano rzeczywiste dane o pozyskaniu drewna z publikacji statystycznych i raportów branżowych. Z uwagi na scenariusz WEM („business as usual”) dla 2030 r. zakłada się kontynuację obecnego modelu gospodarki leśnej (co do zasady bez ograniczeń w pozyskaniu drewna względem roku 2023).
- 2) **Produkty uboczne przerobu drewna.** Produkty uboczne przerobu drewna powstające w zakładach sektora drzewnego (zrębki, trociny, itp.) w znaczącej części są obecnie zagospodarowane przez sam przemysł drzewny (zarówno do celów materiałowych – głównie do produkcji płyt drewnopochodnych, jak i energetycznych, np. suszenie drewna). Z tego względu dla potrzeby

<sup>15</sup> Opracowanie własne MKiŚ, 2025.

energetyki/ciepłownictwa uwzględniono tylko nadwyżkę produktów ubocznych, która wykracza ponad zapotrzebowanie sektora drzewnego (rozwój energetycznego wykorzystania biomasy nie powinien zaburzać i niszczyć dotychczasowych łańcuchów wartości w przemyśle drzewnym). Oszacowany zrównoważony potencjał produktów ubocznych przerobu drewna dostępny na cele energetyczne obejmuje: (i) ilość obecnie zagospodarowaną w przemyśle drzewnym na cele energetyczne oraz (ii) nadwyżkę potencjalnie do wykorzystania dla energetyki/ciepłownictwa.

3) Biomasa pochodzenia rolniczego:

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

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

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

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

|                                  | 2023       | 2030       | 2040       |
|----------------------------------|------------|------------|------------|
| Biomasa leśna                    | 139        | 140        | 139        |
| Produkty uboczne przerobu drewna | 91         | 94         | 93         |
| Biomasa pochodzenia rolniczego   | 63         | 71         | 77         |
| <b>Razem</b>                     | <b>293</b> | <b>305</b> | <b>309</b> |

Źródło: MKiŚ, 2025.<sup>16</sup>

Wykorzystanie biomasy w celach energetycznych należy postrzegać w ujęciu lokalnym. Jednostki wytwórcze wykorzystujące biomasę powinny być zlokalizowane w pobliżu miejsca jej wytwarzania, tak by zminimalizować emisję CO<sub>2</sub> związaną z transportem biomasy. Tworzenie plantacji upraw energetycznych może przyczynić się do rozwoju rozproszonych lokalnych centrów energetycznych, choć należy mieć na uwadze, że celowa produkcja biomasy wiąże się z nakładami, m.in. na nawożenie, ochronę roślin, co generuje istotnie wyższe koszty w stosunku do biomasy o charakterze pozostałości czy odpadów. Susze będące efektem zaburzeń klimatycznych, silnie ograniczają plony. Ponadto biomasa z upraw celowych nie ma tak korzystnego bilansu emisji GHG jak biomasa odpadowa.

## Biogaz i biometan

<sup>16</sup> Dostępność biomasy stałej na cele energetyczne – potencjał zrównoważony. Analiza wewnętrzna MKiŚ, 2025.

Łączny potencjał techniczny wytwarzania biometanu w Polsce wyrażony w wolumenie bioCH<sub>4</sub> to ok. 8 mld m<sup>3</sup>/rok. Potencjał wdrożeniowy, uwzględniający wielkość oraz koncentrację źródeł substratów w terenie wynosi 4,7 mld m<sup>3</sup>. Dostępny potencjał surowców odpadowych powinien zostać zagospodarowany przede wszystkim do wytwarzania biometanu, w szczególności w lokalizacjach o największej koncentracji surowców. W lokalizacjach o mniejszym wolumenie substratów, nadal uzasadniony będzie rozwój biogazowni. Podczas, gdy biogaz służy produkcji energii elektrycznej i ciepła na poziomie lokalnym, biometan wprowadzony do sieci gazu ziemnego może znaleźć zastosowanie w innych sektorach gospodarki.

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

### **Geotermia**

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

### **Woda**

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

### **Wiatr**

Polska dysponuje znacznymi zasobami wiatrowymi, zarówno na lądzie jak i na morzu, które mogą stanowić istotny filar transformacji energetycznej kraju. W przypadku lądowej energetyki wiatrowej analizy wskazują na bardzo wysoki potencjał przestrzenny, nawet po uwzględnieniu aktualnych ograniczeń wynikających z uwarunkowań środowiskowych, infrastrukturalnych czy społecznych. Pełne wykorzystanie tego potencjału wymaga jednak zniesienia barier administracyjnych, modernizacji sieci elektroenergetycznych oraz rozwoju systemów magazynowania energii, w celu zapewnienia stabilności dostaw i efektywnego zarządzania energią. Jak wynika z analizy PSEW (Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej) istotne możliwości rozwoju oferuje również morska energetyka wiatrowa. Wg szacunków wskazanych w raporcie, do 2030 r. możliwy do osiągnięcia poziom mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych w polskich obszarach morskich wynosi ok. 7,5 GW, natomiast do 2050 r. jest to 33 GW.<sup>17</sup>

### **Słońce**

Potencjał rozwoju fotowoltaiki w Polsce, w szczególności w zakresie małych i dużych instalacji gruntowych jest bardzo wysoki. Przeprowadzone analizy przestrzenne wykazują szeroką dostępność znacznych powierzchni możliwych do zagospodarowania pod tego typu instalacje. Dalszy rozwój będzie jednak w dużym stopniu zależeć od zdolności systemu elektroenergetycznego do przyjmowania rosnącej ilości energii z rozproszonych źródeł. Czynnikiem mocno ograniczającym rozwój wykorzystania technologii PV (jak i pozostałych technologii OZE) jest aktualnie stan infrastruktury sieciowej, który uniemożliwia przyłączanie nowych źródeł. W nadchodzących latach przewiduje się podjęcie działań mających na celu usunięcie „wąskiego gardła” w postaci ograniczeń sieciowych.

### **Stan infrastruktury wytwórczej**

---

<sup>17</sup> Potencjał energetyki wiatrowej na morzu. Kompleksowa analiza możliwości rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w polskich obszarach morskich. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, Warszawa 11/2022

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

Tabela 3.2. Jednostki energetyki zawodowej (JWCD)

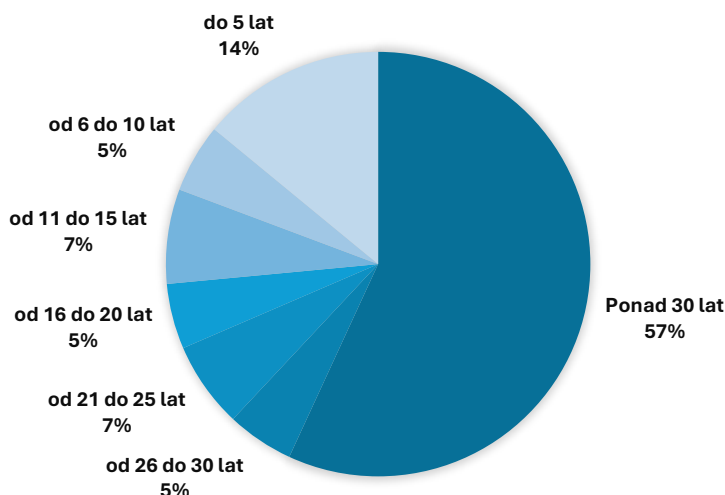
| Nazwa                        | właściciel                        | moc [MW] | paliwo                   | produkcja energii elektrycznej [TWh] |
|------------------------------|-----------------------------------|----------|--------------------------|--------------------------------------|
| Elektrownia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

Źródło: ARE S.A.

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

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

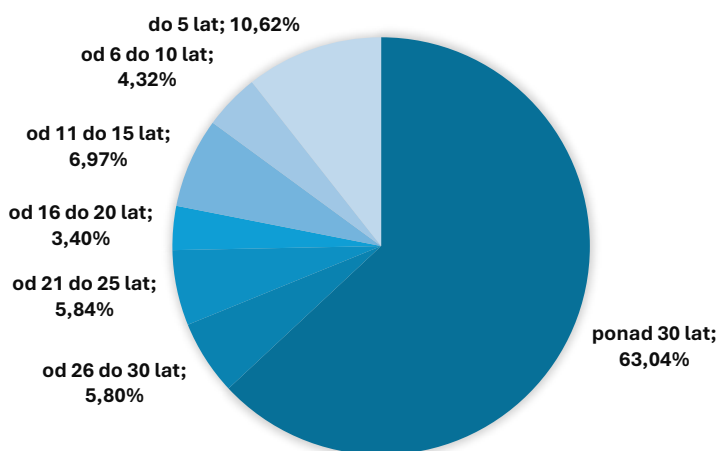
W krajowych elektrowniach ciepłych zawodowych na koniec 2022 r. pracowało 420 turbozespołów (o osiem mniej niż w 2021 r.), z czego 136 jest już w eksploatacji ponad 30 lat. Łączna moc zainstalowana najstarszych jednostek wynosi 19 134 MW, co przekłada się na ich 56,9% udział w całkowitej mocy zainstalowanej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



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

Źródło: ARE S.A.

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



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

Źródło: ARE S.A.

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

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

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

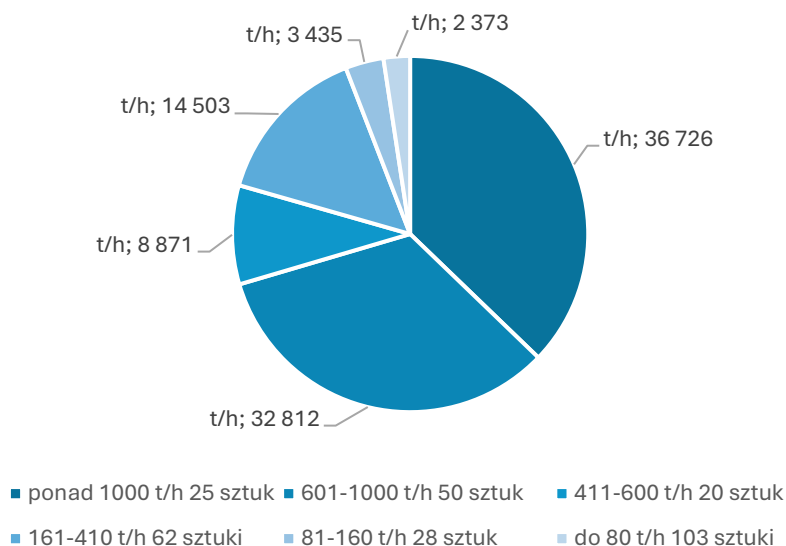
Tabela 3.3. Struktura mocy zainstalowanej turbozespołów (stan na 31 grudnia 2022 r.)

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

Źródło: ARE S.A.

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

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

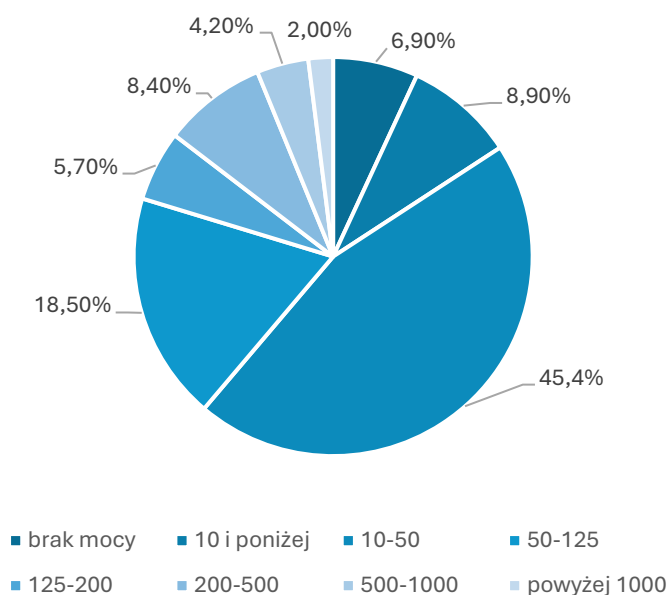


Rysunek 3.6. Struktura wydajności kotłów energetycznych (stan na 31 grudnia 2022 r.)

Źródło: ARE S.A.

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





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

Źródło: URE

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

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

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

Źródło: URE

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

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

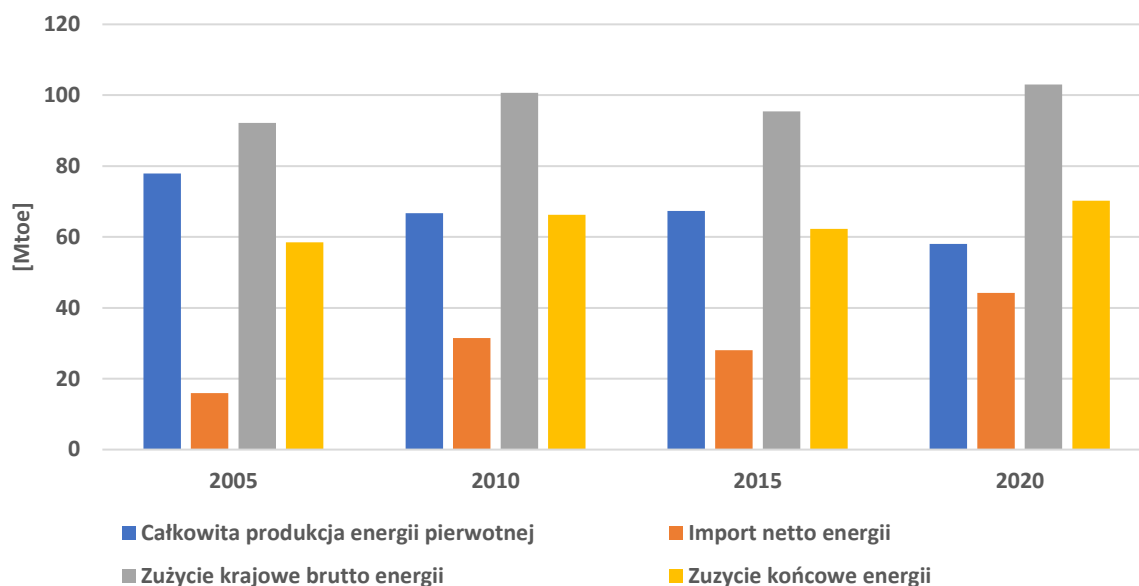
Zużycie krajowe brutto energii wahało się w latach 2005-2020 w przedziale 92-103 Mtoe, a główne powody tej niestabilności to: nierównomierny wzrost PKB, poprawa efektywności energetycznej i zmienne warunki pogodowe. W strukturze zużycia krajowego brutto energii w omawianych latach wzrósł udział paliw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

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

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

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

Źródło: EUROSTAT, ARE S.A.



Rysunek 3.8. Krajowy bilans energii 2005-2020

Źródło: ARE S.A.

## 3.2. Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa

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

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

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

- podaż węgla brunatnego ulega znacznej redukcji już po 2025 r. (głównie w wyniku wyłączenia wyeksploatowanych bloków energetycznych i wyczerpywania się części złóż). W analizie nie zakładano uruchomienia nowych złóż węgla brunatnego. Przy przyjętych założeniach odnośnie kosztu pozwoleń do emisji CO<sub>2</sub>, funkcjonowanie jednostek wytwarzania energii elektrycznej i uruchamianie nowych odkrywek nie jest ekonomicznie uzasadnioną opcją. Po 2035 r. wydobywanie węgla brunatnego spada niemalże do zera.
- wydobywanie ropy naftowej w kraju stanowi niewielki procent zapotrzebowania na ten surowiec i nie przewiduje się znaczącego wzrostu produkcji w rozpatrywanym horyzoncie czasowym. Wyzwaniem dla działających spółek wydobywczych będzie utrzymanie wydobywania na poziomie zbliżonym do osiągniętego w ostatnich latach;
- zakłada się wydobywanie gazu ziemnego w Polsce na stabilnym poziomie ok. 3,3 Mtoe rocznie;
- nie przewiduje się wydobywania rudy uranowej i jej przerobu na paliwo jądrowe na terenie kraju;
- przewiduje się wzrost produkcji krajowej biopaliw i biokomponentów (głównie HVO/COHVO II generacji), ze względu na rosnące zapotrzebowanie na paliwa ciekłe w sektorze transportowym, oraz właściwości tych substancji, umożliwiające zastępowanie nimi paliw konwencjonalnych bez znaczących ograniczeń technicznych;
- biometan jest paliwem, który odgrywa istotną rolę w zaprezentowanej w scenariuszu WEM wizji rozwoju sektora paliwowo-energetycznego. Wykorzystanie biometanu stanowi ważny element wpływający na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju i rozwój obszarów wiejskich. Analiza zakłada uruchomienie produkcji krajowej już od 2025 r. Zastosowanie biometanu ma pomóc przede wszystkim w realizacji celu OZE ogółem oraz celu sektorowego dla transportu, jak również zmniejszyć uzależnienie naszego kraju od importu gazu.
- Prognozuje się wzrost zastosowania biomasy w scenariuszu WAM, zwłaszcza w ciepłownictwie, niemniej jednak czynnikiem ograniczającym zakres wykorzystania biomasy jest konieczność spełnienia przez to paliwo kryteriów zrównoważonego rozwoju. Z tego względu prognozowane zapotrzebowanie znacznie przekracza krajowy potencjał zrównoważonej biomasy. Co jest istotnym wyzwaniem i nie jest racjonalnym kierunkiem dekarbonizacji tego sektora. W gospodarstwach domowych oraz usługach, zużycie biomasy będzie stopniowo spadać w miarę rozwoju rynku pomp ciepła, które będą stopniowo wypierać kotły;
- w porównaniu z 2020 r., przewiduje się nieznaczny wzrost wykorzystania odpadów komunalnych i przemysłowych do celów energetycznych wynikający z założenia realizacji rozpoczętych inwestycji w spalarnie odpadów w największych polskich miastach. Jednak wysokie emisje związane ze spalaniem odpadów, co w kontekście włączenia tego rodzaju instalacji do systemu ETS od 2026 r. jest czynnikiem hamującym szersze wykorzystanie tego typu technologii;
- przewiduje się zastosowanie wodoru odnawialnego, w tym pochodzenia niebiologicznego jako brakującego ogniwa w transformacji energetycznej kraju. Wodór RFNBO będzie odgrywał kluczową rolę przede wszystkim w przemyśle. W sektorze elektroenergetycznym wodór to przede wszystkim źródło elastyczności w systemach z dużym udziałem źródeł OZE. Zgodnie z zaprezentowanymi projekcjami, produkcja wodoru odnawialnego, w tym RFNBO staje się znacząca po 2030 r.

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

|                  | 2005   | 2010   | 2015   | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040  |
|------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| Węgiel kamienny  | 45 736 | 35 302 | 32 136 | 22 554 | 17 232 | 13 845 | 11 415 | 5 038 |
| Węgiel koksujący | 9 948  | 8 216  | 9 155  | 8 654  | 7 718  | 7 671  | 7 550  | 7 440 |
| Koks             | 5 721  | 6 701  | 6 666  | 5 205  | 5 582  | 5 624  | 5 605  | 5 587 |
| Węgiel brunatny  | 12 736 | 11 559 | 12 299 | 8 824  | 7 543  | 3 811  | 996    | 45    |
| Ropa naftowa     | 840    | 681    | 922    | 934    | 1 000  | 1 000  | 1 000  | 1 000 |
| LPG              | 312    | 466    | 632    | 749    | 523    | 495    | 481    | 473   |

|                                | 2005  | 2010   | 2015   | 2020   | 2025   | 2030   | 2035  | 2040  |
|--------------------------------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|
| Benzyna                        | 4 415 | 4 326  | 4 046  | 4 089  | 4 218  | 4 026  | 4 103 | 3 932 |
| Olej napędowy                  | 7 643 | 10 743 | 12 075 | 13 253 | 12 264 | 10 798 | 9 443 | 8 179 |
| Gaz ziemny                     | 3 884 | 3 693  | 3 683  | 3 396  | 3 300  | 3 300  | 3 300 | 3 300 |
| Paliwo jądrowe                 | 0     | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0     | 0     |
| Biopaliwa                      | 117   | 446    | 936    | 973    | 1 403  | 1 622  | 1 642 | 1 663 |
| Biogaz                         | 54    | 115    | 229    | 322    | 545    | 776    | 1 048 | 1 308 |
| Biometan                       | 0     | 0      | 0      | 0      | 120    | 438    | 445   | 480   |
| Biomasa stała                  | 4166  | 5 866  | 6 268  | 8 964  | 8 571  | 9 015  | 9 067 | 8 833 |
| Odpady komunalne i przemysłowe | 157   | 400    | 564    | 1 193  | 1 318  | 1 408  | 1 482 | 1 808 |
| Wodór                          | 0     | 0      | 0      | 0      | 6      | 57     | 216   | 1 015 |

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

### 3.3. Import netto z podziałem na rodzaj paliwa

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

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

Tabela 3.7. Saldo importowo-eksportowe netto [ktoe]

|                  | 2005   | 2010   | 2015   | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040   |
|------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Węgiel kamienny  | -8 161 | 489    | -1 588 | 4 865  | 5 123  | 700    | 561    | 0      |
| 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     | 10     | 5      | 1      | 0      |
| Ropa naftowa     | 17 741 | 22 484 | 26 311 | 25 418 | 23 969 | 22 418 | 21 131 | 19 662 |
| LPG              | 2 172  | 1 974  | 1 868  | 1 838  | 1 918  | 1 469  | 1 176  | 969    |
| Benzyna          | -69    | 111    | -204   | 187    | 371    | 332    | 322    | 292    |
| Olej napędowy    | 2 260  | 2 202  | 309    | 4 124  | 4 948  | 4 209  | 3 574  | 3 019  |

|                | 2005  | 2010  | 2015  | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040   |
|----------------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Gaz ziemny     | 8 531 | 8 874 | 9 947 | 13 647 | 15 155 | 15 394 | 14 579 | 12 010 |
| Paliwo jądrowe | 0     | 0     | 0     | 0      | 0      | 0      | 0      | 8 750  |
| Biopaliwa      | -65   | 427   | -144  | 67     | 96     | 110    | 112    | 113    |
| Biometan       | 0     | 0     | 0     | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      |
| Biomasa stała  | 0     | 0     | 506   | 366    | 337    | 370    | 374    | 356    |
| Wodór          | 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, co nie oznacza, że wykluczona została w obliczeniach modelowych możliwość wymiany międzysystemowej. Biorąc po uwagę relacje cenowe i różnice występujące na poszczególnych rynkach, dodatnie saldo importowo-eksportowe jest bardzo prawdopodobne, niemniej jednak określenie kierunków przepływu energii na połączeniach międzysystemowych jest obarczone dużą niepewnością. Powyższe założenie bazuje na celach wskazanych do Założeń do aktualizacji Polityki energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040) – Wzmocnienie bezpieczeństwa i niezależności energetycznej w odniesieniu do kwestii budowania niezależności energetycznej.

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

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

znak "-" przed wartością oznacza eksport

znak "+" przed wartością oznacza import

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

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

Tabela 3.9. Uzależnienie od importu z państw trzecich

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

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

### 3.4. Główne źródła importu

W odniesieniu do głównych źródeł importu zastosowano podejście eksperckie (Tabela 3.10), bazujące na analizie dotychczasowych kierunków dostaw i perspektywach pojawienia się nowych źródeł importu (np.

Tabela 3.10 W odniesieniu do gazu ziemnego w 2022 i 2023 r. doszło do istotnych zmian dotyczących kierunków dostaw tego surowca. Od 2023 r. Polska całkowicie uniezależniła się od importu z Federacji Rosyjskiej i zastąpiła ten kierunek głównie dostawami z Norwegii (Baltic Pipe) oraz innych krajów za pośrednictwem terminala LNG (głównie USA i Katar). W wyniku ukończonych w 2022 r. kluczowych inwestycji dywersyfikacyjnych, tj. budowy gazociągu Baltic Pipe oraz zwiększenia mocy regazyfikacyjnych terminalu LNG w Świnoujściu, zmieniona została historyczna trasa dostaw paliw gazowych z kierunku wschód-zachód na kierunek północ-południe. W ramach realizacji polityki dywersyfikacyjnej uruchomione zostały również połączenia międzysystemowe z Litwą i Słowacją<sup>18</sup>.

Jeszcze w 2022 r. największym dostawcą ropy do Polski była Federacja Rosyjska. Z tego kierunku sprowadzono do Polski 11,7 mln ton surowca, co stanowiło 47% ogółu importu ropy. W każdym kolejnym kwartale import rosyjskiej ropy był stopniowo obniżany. Polska zawiesiła import rosyjskiej ropy drogą morską w sierpniu 2022 r., natomiast 25 lutego 2023 r. strona rosyjska jednostronnie wstrzymała dostawy ropy naftowej realizowane rurociągiem „Przyjaźń”. Według danych statystycznych dotyczących handlu zagranicznego w marcu i kwietniu 2023 r. nie odnotowano już jakiegokolwiek importu ropy z Federacji Rosyjskiej. Najważniejszym dostawcą ropy do Polski od I kw. 2023 r. stała się Arabia Saudyjska. Obecnie udział dostaw z tego kraju kształtuje się na poziomie 65% ogółu importu ropy. Drugim najważniejszym importerem ropy do naszego kraju jest Norwegia, jej znaczenie jest jednak zdecydowanie mniejsze. Natomiast dostawy z innych krajów odbywają się na głównie w oparciu o zakupy spot. W związku z wejściem w życie 6. pakietu sankcji<sup>19</sup> 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 jednak w ramach przygotowywanego 12. pakietu sankcji przewiduje się wprowadzenia embarga na ten produkt, stąd wystąpi konieczność zmiany tego kierunku dostaw. Prawdopodobnie największym importerem LPG stanie się Szwecja, ale tak jak w przypadku innych produktów naftowych, decydować o tym będą warunki rynkowe.

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

Tabela 3.10. Główne źródła importu (państwa)

|                      | 2005     | 2010    | 2015    | 2020    | 2025    | 2030    | 2035    | 2040    |
|----------------------|----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Energia elektryczna* | Niemcy   | Niemcy  | Szwecja | Szwecja | Szwecja | Szwecja | Szwecja | Szwecja |
|                      | Ukraina  | Szwecja | Niemcy  | Niemcy  | Niemcy  | Niemcy  | Niemcy  | Niemcy  |
|                      | Białoruś | Czechy  | Czechy  | Litwa   | Litwa   | Litwa   | Litwa   | Litwa   |

<sup>18</sup> Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2022 do dnia 31 grudnia 2022 r.

<sup>19</sup> 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.



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

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

### 3.5. Zużycie krajowe brutto paliw i energii

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

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

Z zaprezentowanych danych wynikają następujące wnioski:

- wzrost krajowego zużycia energii elektrycznej w latach 2020-2030 wyniesie 11% przy czym prognozowany jest dalszy wzrost zapotrzebowania na ww. energię. Zużycie energii elektrycznej wzrasta we wszystkich sektorach, przy czym najbardziej istotne wzrosty dotyczą sektora



transportu, ciepłownictwa i przemysłu. W sektorze transportu przewiduje się przede wszystkim wzrost zużycia energii elektrycznej w transporcie drogowym (elektromobilność). W prognozie założono, że do 2030 r. po polskich drogach będzie poruszało się ok. 930 tys. pojazdów z napędem elektrycznym, zużywających: 2,7 TWh energii elektrycznej. Wzrost zużycia energii elektrycznej w przemyśle wiązał się będzie głównie z unowocześnianiem i automatyzacją zakładów produkcyjnych. W rezultacie procesu transformacji energetycznej, paliwa stałe i gazowe będą zastępowane rozwiązaniami technicznymi wykorzystującymi energię elektryczną;

- istotny wzrost zużycia energii elektrycznej w transformowanym miksie energetycznym będzie dotyczył zastosowania pomp ciepła w ogrzewnictwie. Rozwój indywidualnych pomp ciepła wpłynąć będzie na wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w gospodarstwach domowych, natomiast zastosowanie scentralizowanych pomp ciepła w zakładach ciepłowniczych będzie powodował wzrost zapotrzebowania w sektorze energii;
- przewiduje się spadek zapotrzebowania na ciepło z sieci, wynikający z założeń odnośnie liczby stopniodni grzania, tempa i zakresu termomodernizacji budynków, tempa i zakresu przyłączeń nowych odbiorców oraz warunków rynkowych. Założono w prognozie, że zabiegi podejmowane w ramach walki z tzw. niską emisją staną się bodźcem do inwestycji w rozwój sieci ciepłowniczych, jednocześnie założony wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> będzie sprawiał, że ciepło systemowe, szczególnie w początkowym okresie prognozy będzie stopniowo tracić swoją konkurencyjność w porównaniu technologiami indywidualnego ogrzewania. Założenie to jest jednak obarczone niepewnością w zakresie cen paliw i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>;
- prognozuje się spadek zużycia węgla kamiennego i brunatnego wynikający z procesów transformacji energetycznej. Spadek zużycia węgla w elektroenergetyce i ciepłownictwie istotnie przyspiesza już po 2028 r., kiedy kończy się rynek mocy dla większości bloków węglowych. Zużycie węgla w budynkach spada niemalże do zera w perspektywie 2040 r. W wyżej wymienionych sektorach pozostają w tym okresie w zasadzie tylko śladowe ilości zużywanego węgla;
- przewiduje się spadek zużycia ropy naftowej i produktów naftowych w analizowanym okresie. Wzrost zużycia produktów naftowych obserwowany w latach 2015-2020 związany był z wprowadzeniem w Polsce pakietu ustaw ograniczających tzw. szarą strefę w obrocie paliwami. Od 2020 r. przewiduje się stopniowe ograniczanie zastosowania paliw silnikowych i stopniowe zastępowanie paliwami alternatywnymi. Istotną rolę odgrywa tutaj również poprawa efektywności wykorzystania energii, w tym stopniowe obniżanie się wskaźników jednostkowego zużycia paliwa w nowych pojazdach, zgodnie z założeniami prawodawstwa unijnego;
- wyniki analiz wskazują na wzrost zapotrzebowania krajowego na paliwa gazowe w perspektywie 2030 r. (z 17,1 Mtoe w 2020 r. do 18,7 Mtoe w 2030 r.). Gaz ziemny w Polsce będzie odgrywał rolę paliwa przejściowego w transformacji energetycznej, ale tylko w początkowym 10-15 letnim okresie. Później będzie stopniowo zastępowany paliwami i technologiami bezemisyjnymi;
- przewiduje się dalszy stopniowy wzrost zapotrzebowania na odnawialne nośniki energii takie jak biometan, biogaz i wodór.

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

|                     | 2005   | 2010   | 2015   | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040   |
|---------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Energia elektryczna | 12 532 | 13 440 | 14 154 | 14 730 | 15 628 | 16 293 | 17 690 | 20 667 |
| Ciepło sieciowe     | 8 032  | 8 021  | 6 721  | 6 843  | 6 410  | 6 200  | 5 887  | 5 631  |
| Węgiel kamienny     | 37 651 | 39 774 | 31 248 | 28 188 | 22 855 | 14 545 | 11 665 | 5 148  |
| Węgiel koksujący    | 7 891  | 8 700  | 9 489  | 7 997  | 7 866  | 7 894  | 7 837  | 7 782  |
| Koks                | 2 318  | 2 074  | 2 228  | 1 308  | 1 599  | 1 522  | 1 384  | 1 245  |
| Węgiel brunatny     | 12 726 | 11 579 | 12 299 | 8 850  | 7 553  | 3 816  | 997    | 45     |
| Ropa naftowa        | 18 459 | 23 184 | 26 506 | 25 992 | 24 681 | 23 128 | 21 839 | 20 369 |

|                                | 2005   | 2010   | 2015   | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040   |
|--------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Produkty naftowe               | 21 987 | 25 956 | 24 074 | 31 037 | 31 765 | 28 685 | 26 205 | 23 690 |
| Gaz ziemny                     | 12 235 | 12 805 | 13 776 | 17 107 | 18 455 | 18 694 | 17 879 | 15 310 |
| Gaz koksowniczy                | 1 447  | 1 707  | 1 704  | 1 406  | 1 231  | 1 176  | 1 141  | 1 062  |
| Gaz wielkopiecowy              | 560    | 526    | 632    | 464    | 539    | 475    | 372    | 223    |
| Pozost. paliwa gazowe          | 161    | 149    | 163    | 84     | 83     | 81     | 80     | 70     |
| Biomasa stała                  | 4 166  | 5 866  | 6 884  | 9 330  | 8 907  | 9 385  | 9 441  | 9 189  |
| Biogaz                         | 54     | 115    | 229    | 322    | 545    | 776    | 1 048  | 1 308  |
| Biopaliwa                      | 54     | 868    | 782    | 1 042  | 1 498  | 1 733  | 1 754  | 1 776  |
| Biometan                       | 0      | 0      | 0      | 0      | 120    | 438    | 444    | 480    |
| Paliwo jądrowe                 | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 8 750  |
| Wodór                          | 0      | 0      | 0      | 0      | 6      | 57     | 216    | 1 015  |
| Odpady komunalne i przemysłowe | 157    | 400    | 564    | 1 193  | 1 318  | 1 408  | 1 482  | 1 808  |

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

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

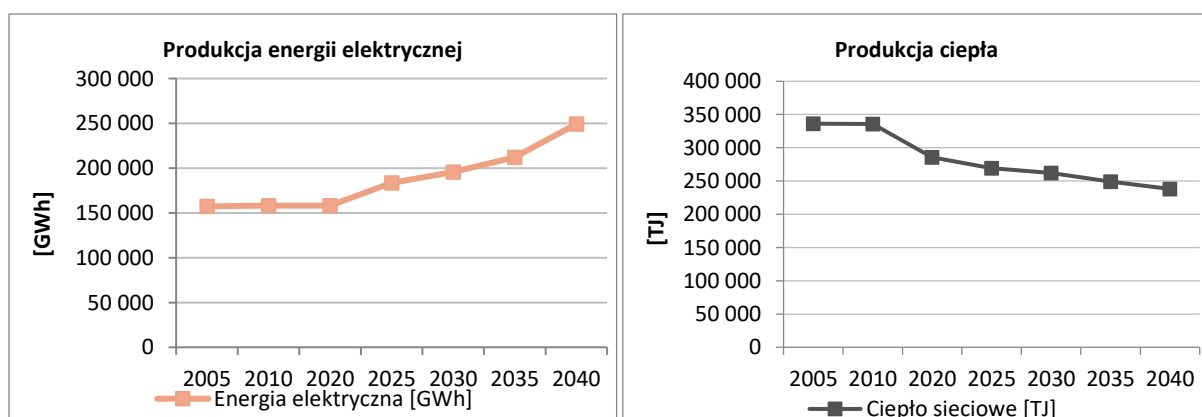
### 3.6. Produkcja energii elektrycznej i ciepła

W tabeli (Tabela 3.12) i na rysunku (Rysunek 3.9) zaprezentowano dane dotyczące produkcji energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto w Polsce. Zgodnie z uzyskanymi wynikami prognoz, przewiduje się wzrost krajowej produkcji energii elektrycznej z poziomu 158,2 TWh w 2020 r. do 196 TWh w 2030 r. oraz do 249 TWh w 2040 r. Procentowy wzrost w okresie 2020-2030 wynosi 24% natomiast do 2040 r. wzrost wyniesie niemal 60%. Produkcja krajowa ciepła sieciowego spada z poziomu 286 PJ w 2020 r. do 238 PJ w 2040 r. W ujęciu procentowym, spadek w rozpatrywanym okresie wynosi 16%.

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

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

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



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

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

### 3.7. Produkcja energii elektrycznej brutto z podziałem na paliwa

Produkcję energii elektrycznej w podziale na paliwa przedstawiono w tabeli (Tabela 3.13) i na rysunku (

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

Produkcja w jednostkach gazowych (nowe jednostki to głównie wysokosprawne bloki parowo-gazowe) wzrośnie z 17,4 TWh w 2020 r. do 28,3 TWh w 2030 r., a następnie ulegać będzie stopniowemu obniżaniu do wielkości bliskich zera w 2050 r. Jest to jednak uzależnione od tempa i zakresu rozwoju pozostałych źródeł wytwórczych (w tym przede wszystkim źródeł jądrowych). Biorąc pod uwagę konieczność obniżania cen energii, zarówno unijna jak i krajowa polityka energetyczna sprzyjać będzie wdrażaniu nowych niskoemisyjnych źródeł, z których dużą część stanowić będą niesterowalne źródła odnawialne charakteryzujące się zmiennością produkcji (elektrownie wiatrowe i fotowoltaika). Występowanie tego rodzaju źródeł wytwarzania w przewidywanych ilościach wymagać będzie inwestowania w elastyczne źródła: turbiny gazowe, a także magazyny energii, niezbędne dla integracji OZE w systemie elektroenergetycznym. W latach 2020-2030 udział OZE w produkcji energii elektrycznej netto zostanie potrojony (udział wzrośnie z 16,2% do prawie 52%). Ważnym elementem transformacji sektora elektroenergetycznego jest rozwój energetyki jądrowej w Polsce. Zgodnie z przyjętymi założeniami, pierwszy blok elektrowni jądrowej zostanie oddany do użytku w 2036 r.. Szacowana produkcja z elektrowni jądrowych w 2040 r. wyniesie 38,5 TWh. Proces transformacji polskiej energetyki, będzie procesem długotrwałym i kosztownym, zatem musi zostać rozłożony odpowiednio w czasie, w taki sposób, aby możliwym było łagodzenie skutków gospodarczych i społecznych.

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

odpowiednio przystosowanych do tego celu (założono w analizie, że nowobudowane jednostki gazowe będą przystosowane do spalania wodoru w przyszłości).

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

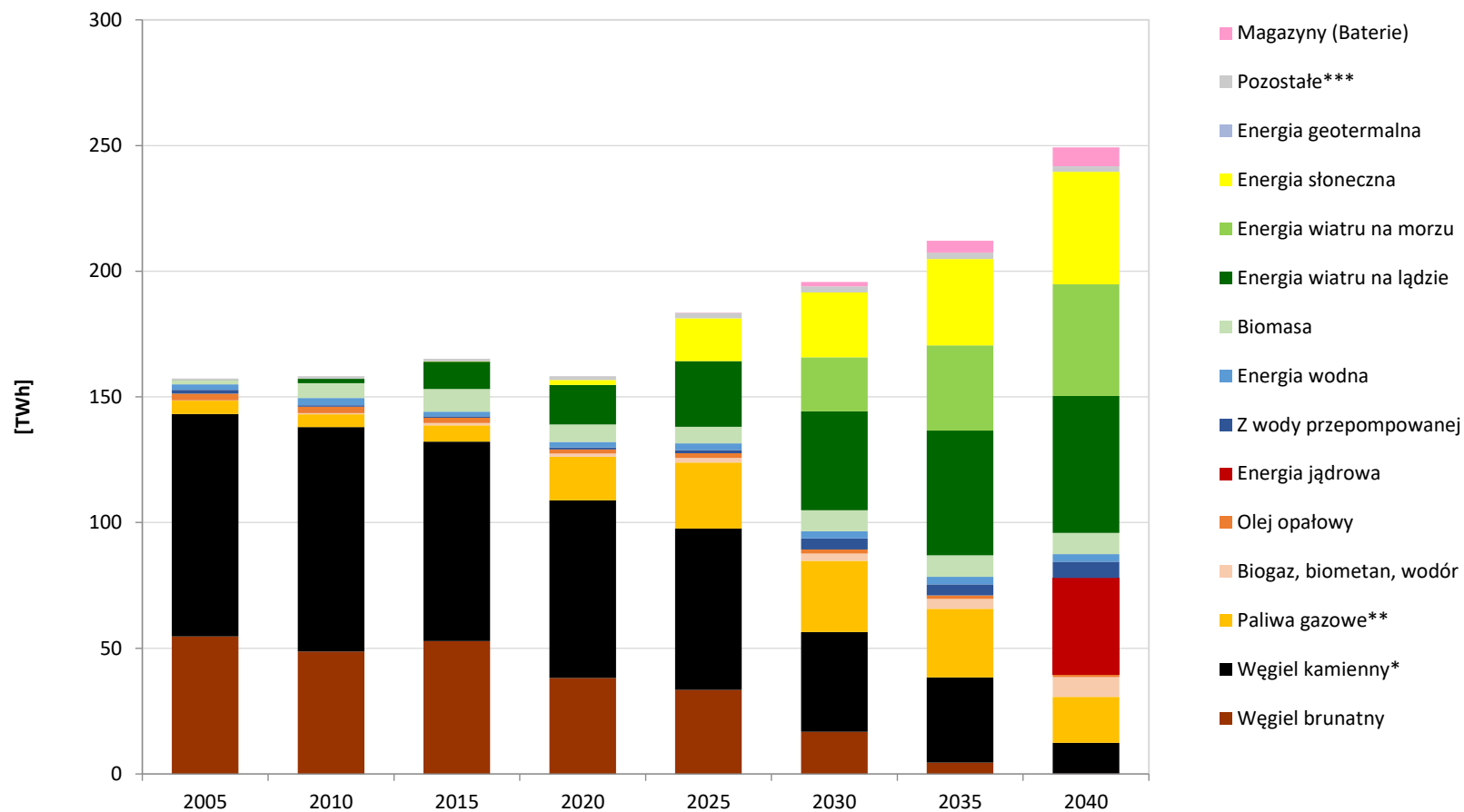
|                          | 2005         | 2010         | 2015         | 2020         | 2025         | 2030         | 2035         | 2040         |
|--------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Węgiel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

\* Łącznie z gazem koksowniczym i wielkopieczowym

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

\*\*\* Nieorganiczne odpady przemysłowe i komunalne

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



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

\*Łącznie z gazem koksowniczym i wielkopiecowym

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

\*\*\*Odpady przemysłowe i komunalne

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

### 3.8. Zdolności wytwórcze energii elektrycznej z podziałem na źródła

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

Prognozowana struktura mocy wytwórczych została poddana analizom przez Operatora Systemu Przesyłowego – PSE S.A. pod kątem zapewnienia wystarczalności zasobów wytwórczych w krajowym systemie elektroenergetycznym w odniesieniu do przyjętej prognozy zapotrzebowania. Analizy miały charakter ogólny. Przez wystarczalność zasobów wytwórczych rozumiana jest ich zdolność do pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną. Parametrami opisującymi wystarczalność zasobów wytwórczych są probabilistyczne wskaźniki LOLE (ang. loss of load expectation) oraz LOLP (ang. loss of load probability). Przeliczenia wykonano dla 38 profili lat klimatycznych (1982-2019). Wyniki uproszczonej analizy wystarczalności zasobów wytwórczych potwierdzają spełnienie standardu bezpieczeństwa w scenariuszu WEM w perspektywie do 2030 r. – uśredniona wartość wskaźnika LOLE dla analizowanych lat klimatycznych wykazuje brak przekroczenia<sup>20</sup> standardu bezpieczeństwa 3h/rok do 2030 r. łącznie.

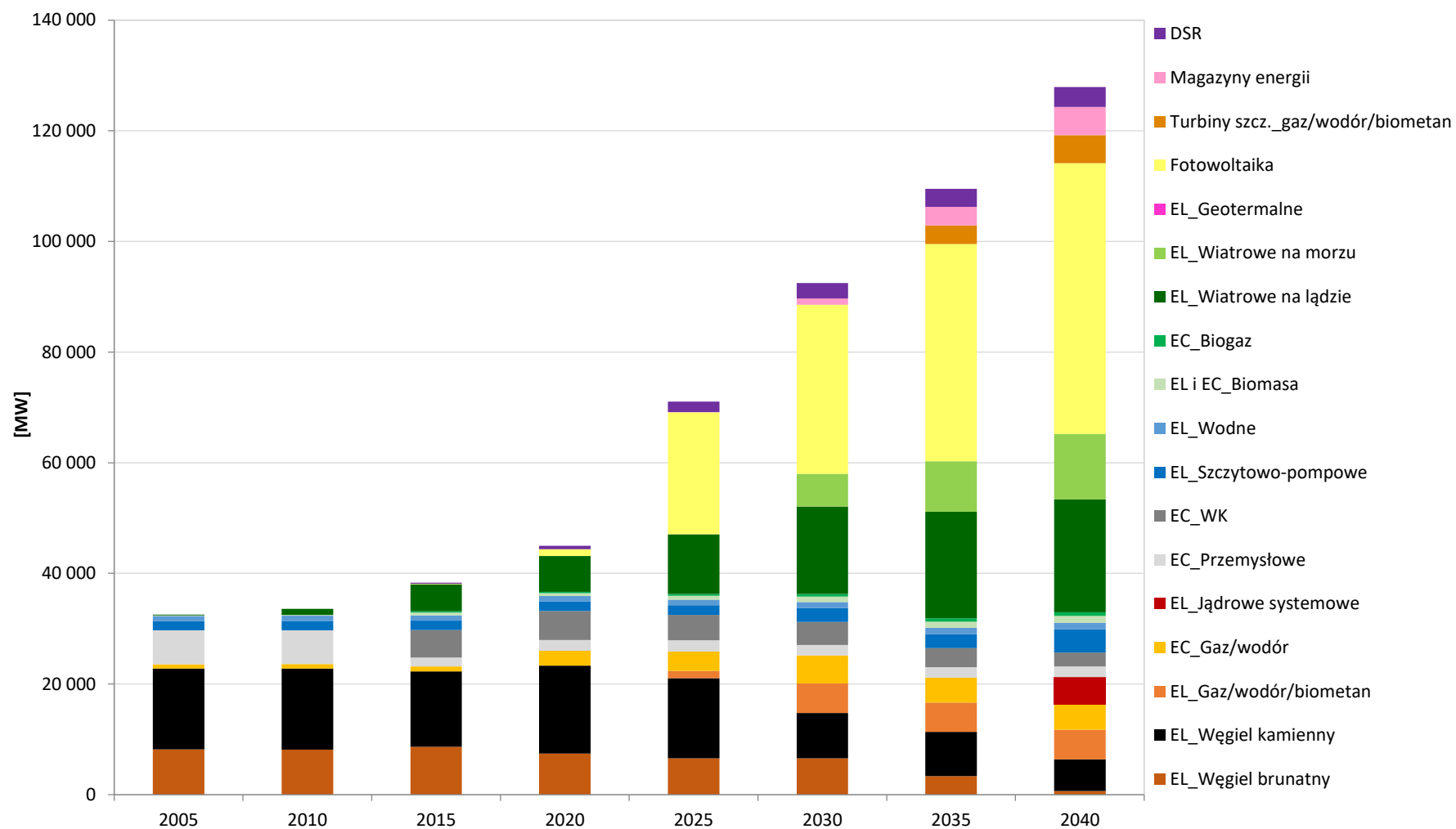
Tabela 3.14. Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii (scenariusz WEM) [MW]

<sup>20</sup> Przy uwzględnieniu istnienia wrażliwości wyników na przyjęte założenia, tj.:

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

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

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



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



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

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

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

## 4. Wymiar „wewnętrzny rynek energii”

### 4.1. Międzysystemowe połączenia energetyczne

#### 4.1.1. Energia elektryczna

**Obecny poziom połączeń wzajemnych (transgranicznych) i główne połączenia międzysystemowe**

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

Obecnie Krajowy System Przesyłowy (KSP) posiada połączenia :

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

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

granica zachodnia (Polska – Niemcy):

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

granica południowa (Polska – Czechy):

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

granica południowa (Polska – Słowacja):

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

granica wschodnia (Polska – Litwa):

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

granica wschodnia (Polska – Ukraina):

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

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

granica północna (Polska – Szwecja):

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

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

granica południowa (Polska – Czechy):

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

granica zachodnia (Polska – Niemcy):

- 1-torowa linia 110 kV Turów1 – Neueibau.

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

granica wschodnia (Polska – Białoruś):

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

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

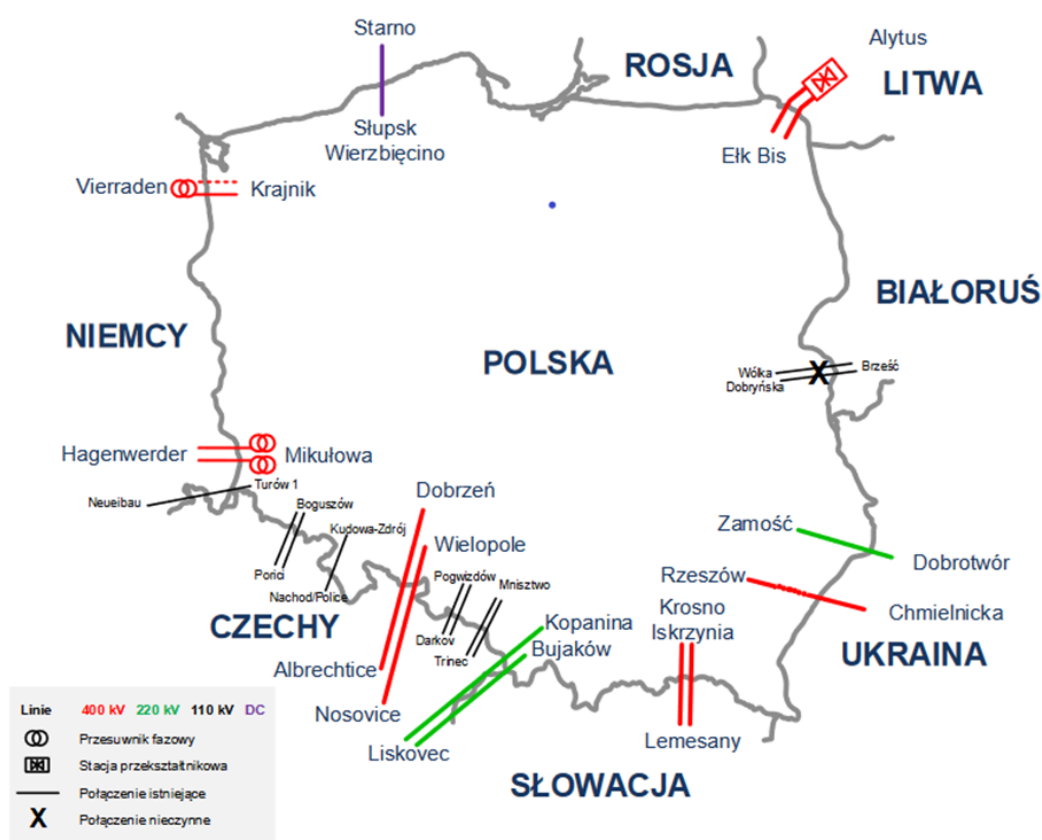
Tabela 4.1. Charakterystyka polskich połączeń transgranicznych systemu elektroenergetycznego

| Kraj graniczny | Połączenie             | Napięcie [kV] | Dopuszczalne obciążenie | Ilość torów | Informacje dodatkowe                                         |
|----------------|------------------------|---------------|-------------------------|-------------|--------------------------------------------------------------|
| Niemcy         | Krajnik - Vierraden    | 400           | 2 078 MW                | 2           | W 2018 r. połączenie zostało wyposażone w przesuwniki fazowe |
|                | Mikulowa - Hagenverder | 400           | 2 640 MW                | 2           | W 2016 r. połączenie zostało wyposażone w przesuwniki fazowe |

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

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

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

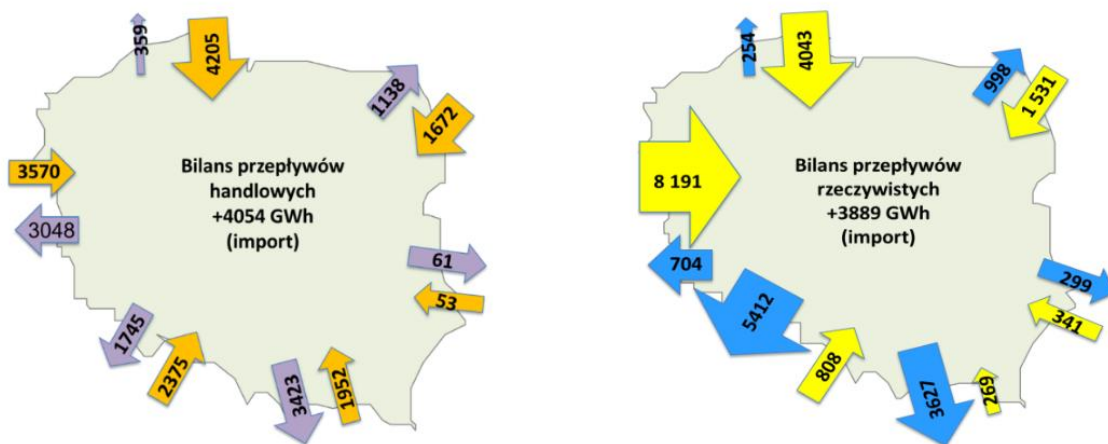


Źródło: PSE S.A.

Rysunek 4.1. Ogólny schemat połączeń transgranicznych systemu elektroenergetycznego

Źródło: PSE S.A.

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



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

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

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

### Połączenia wzajemne elektroenergetyczne – stan obecny i perspektywy rozwoju

Zgodnie z Traktatem o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, rynek energii jest częścią rynku wewnętrznego. Ma więc do niego zastosowanie traktatowa zasada swobody przepływu towarów. W 2019 r. został uchwalony pakiet legislacyjny regulujący funkcjonowanie sektora energii elektrycznej w Unii Europejskiej – „Czysta Energia dla wszystkich Europejczyków” (Clean Energy Package)<sup>21</sup>. Wchodzące w skład pakietu rozporządzenie PE i Rady (UE) 2019/943 określa m.in. obowiązki operatorów systemów przesyłowych (OSP) w zakresie udostępniania zdolności przesyłowych na połączeniach transgranicznych. Zgodnie z jego zapisami, OSP są zobowiązani do udostępniania zdolności połączeń transgranicznych

<sup>21</sup> Niektóre z aktów prawnych tego pakietu są nowelizowane od 2023 r., m.in. rozporządzenie ws. wewnętrznego rynku energii oraz rozporządzenie REMIT. Planowana jest także nowelizacja Rozporządzenia Komisji ws. alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami.

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

#### a) Połączenia transgraniczne synchroniczne

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

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

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

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

#### b) Połączenia transgraniczne asynchroniczne

##### Połączenie Polska – Szwecja

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

Oferowane w latach 2021 i 2022 zdolności przesyłowe na tym połączeniu w kierunku eksportu i importu wynikały z dopuszczalnego obciążenia kabla DC i stacji konwerterowych oraz z ograniczeń wynikających ze standardów bezpieczeństwa oraz zasad prowadzenia ruchu i planowania pracy KSE, określonych w IRIESP.<sup>22</sup> W kierunku eksportu zdolności przesyłowe w dniach roboczych oferowano głównie w strefie nocnej. W układzie sieci bez wyłączeń, oferowane moce wynosiły na ogół 300 MW. W kierunku importu moce oferowane były głównie w strefie dziennej. W układzie sieci bez wyłączeń oferowane moce wynosiły na ogół 600 MW. Oferowane przez PSE S.A. zdolności przesyłowe, niższe niż nominalna

<sup>22</sup> Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Systemu Przesyłowego

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

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

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

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

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

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

#### **Synchronizacja systemów państw bałtyckich z Europą kontynentalną**

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

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

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

#### **Połączenie z Ukrainą**

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

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

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

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

### Połączenia w zachodniej części Polski

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

### Rozwój połączeń transgranicznych- prognoza

Podstawowe informacje na temat obecnej i prognozowanej sytuacji w zakresie połączeń wzajemnych, przedstawiono w tabeli (Tabela 4.2). Sumaryczna moc znamionowa (maksymalna techniczna zdolność przesyłowa) na wszystkich połączeniach transgranicznych w 2020 r. wyniosła ok. 11 849 MW w sezonie zimowym i 11 468 MW w sezonie letnim.

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

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

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

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

Transgraniczna infrastruktura elektroenergetyczna pozwala na realizację handlu transgranicznego energią elektryczną. Cechą pracy systemów elektroenergetycznych, szczególnie w dobie dynamicznego rozwoju niesterowalnych źródeł odnawialnych, jest okresowe występowanie nadwyżek (lub niedoborów) energii,

które prowadzić mogą między innymi do przepływów kołowych pomiędzy obszarami rynkowymi, powodując ograniczenia w przesyłach energii elektrycznej pomiędzy sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi przekładającymi się na czasowe ograniczenia wymiany handlowej. Ograniczenia w przesyłach mogą być także związane z pracami remontowymi, awariami sieciowymi czy ograniczeniami wprowadzanymi przez operatorów systemów przesyłowych w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci. W poniższej tabeli (Tabela 4.3) przedstawione zostały zdolności przesyłowe netto (całkowite zdolności przesyłowe pomniejszone o margines bezpieczeństwa wyznaczany przez operatora systemu przesyłowego).

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

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

\*sezon zimowy/sezon letni

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

W uzgodnionych w dniu 24 października 2014 r. przez Radę Europejską ramach polityki energetyczno-klimatycznej znajduje się kwestia elektroenergetycznych połączeń między systemowymi, dla których przyjęto poziom docelowy przepustowości (ang. interconnectivity) 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, ustanowiono środki służące zagwarantowaniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, tak aby zapewnić właściwe funkcjonowanie rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz odpowiedniego zakresu połączeń międzysystemowych między państwami członkowskimi i równowagę między podażą a popytem. W dyrektywie tej zapisano: „(13) Rada Europejska w Barcelonie w dniach 15 i 16 marca 2002 r. uzgodniła poziom przesyłowych połączeń międzysystemowych pomiędzy Państwami Członkowskimi. (...) Istnienie odpowiedniej fizycznej zdolności przesyłowej połączeń międzysystemowych, niezależnie od tego, czy są to połączenia transgraniczne, czy nie, jest sprawą kluczową, ale nie jest warunkiem wystarczającym dla pełnego rozwoju konkurencji. (...)”

Współczynnik połączeń międzysystemowych wyznaczany jest jako iloraz zdolności przesyłowych netto połączeń międzysystemowych w kierunku importu oraz całkowitej mocy zainstalowanej netto w krajowym systemie elektroenergetycznym. Zgodnie z przytoczoną definicją, wskaźnik przepustowości połączeń międzysystemowych wyniósł w 2020 r. ok. 12,6%. W scenariuszu WEM poziom tego wskaźnika wynosi w 2030 r. 5,9% a w 2040 4,7% (Tabela 4.4).

Tabela 4.4. 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/<br>1 000 | 1 320/<br>1 600 | 5210/<br>4 999 | 5 723/<br>4 924 | 6 423/<br>5 624 | 6 423/<br>5 624 | 6 423/<br>5 624 |



|                                    | 2010         | 2015        | 2020          | 2025        | 2030        | 2035        | 2040        |
|------------------------------------|--------------|-------------|---------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Wskaźnik połączeń import/eksport % | 2,5/<br>3,0% | 3,5/<br>4,3 | 13,2/<br>12,6 | 8,2/<br>7,1 | 6,7/<br>5,9 | 5,8/<br>5,1 | 4,1/<br>4,7 |

Źródło: Prognozy ARE S.A. i PSE S.A.

## 4.1.2. Gaz ziemny

### Obecny poziom połączeń transgranicznych i główne połączenia międzysystemowe

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

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

Właścicielem polskiego odcinka SGT jest spółka ORLEN S.A.

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

#### 1. Przywozem paliwa gazowego<sup>23</sup>:

- a) Punkt GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO (Drozdowicze – granica polsko-ukraińska),
- b) Faxe – Baltic Pipe (połączenie Polska – Dania),
- c) Santaka (granica polsko-litewska),
- d) Vyrava (granica polsko-słowacka),
- e) Punkt GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS (Lasów<sup>24</sup> – granica polsko-niemiecka),
- f) Cieszyn (granica polsko-czeska),
- g) System Gazociągów Tranzytowych (polski odcinek gazociągu Jamał-Europa):
  - Punkt Wzajemnego Połączenia (fizyczne punkty wejścia we Włocławku i Łwówku),
  - Mallnow (punkt wejścia do SGT z kierunku Niemiec),
- i) połączenia realizujące import lokalny:
  - Punkt GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS (Gubin - granica polsko-niemiecka),
  - Branice (granica polsko-czeska),
- j) punkt wejścia z Terminalu LNG w Świnoujściu.

#### 2. Źłożami krajowymi:

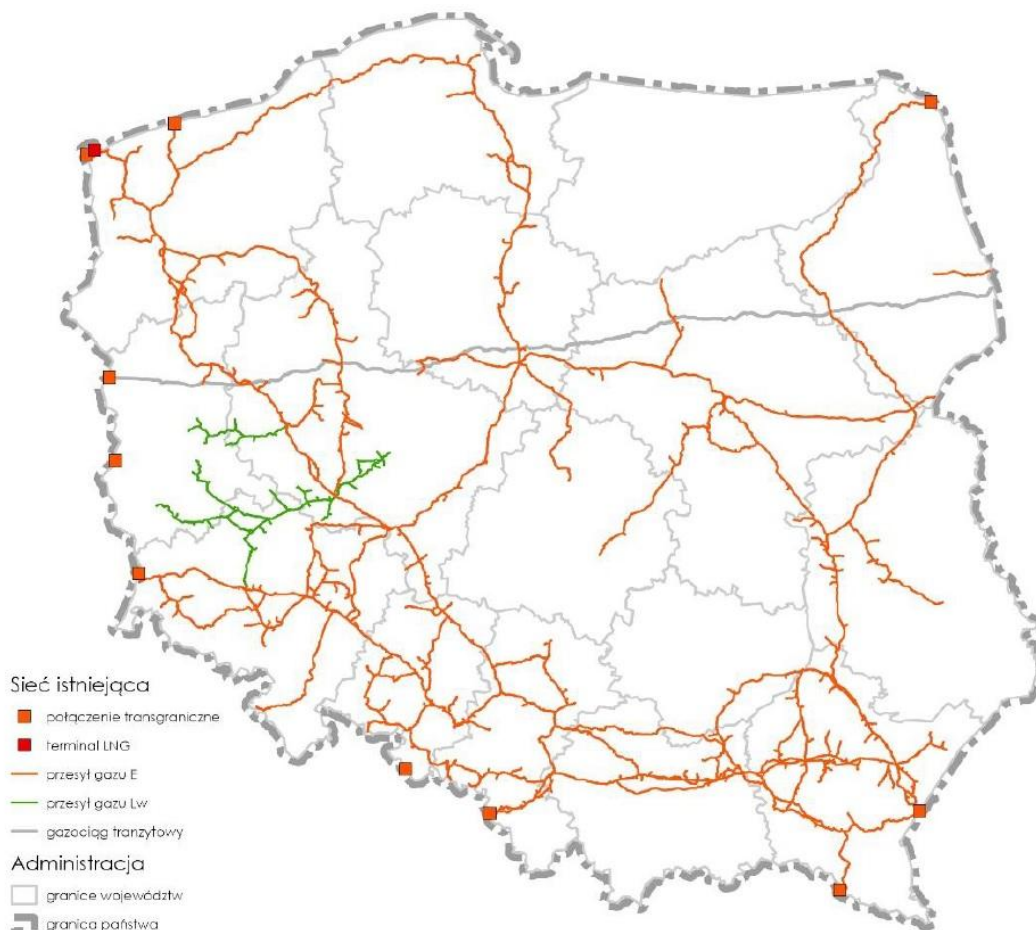
- a) kopalnie w systemie gazu ziemnego wysokometanowego,
- b) odazotownie Odolanów i Grodzisk,
- c) kopalnie w systemie gazu ziemnego zaazotowanego.

<sup>23</sup> Dostawy gazu ziemnego do Polski w ramach kontraktu historycznego (kontrakt jamalski) zostały wstrzymane przez GAZPROM w kwietniu 2022 r. Ponadto od 1 stycznia 2023 r. OSP nie oferuje zdolności technicznych na punktach Wysokoje, Kondratki Tietierowka. 15 lutego 2023 r. został złożony wniosek do Prezesa URE o usunięcie punktów z listy punktów właściwych. Wniosek został zaakceptowany i Decyzją Prezesa URE z 28 marca 2023 r. punkty Wysokoje, Tietierowka i Kondratki zostały usunięte z listy punktów właściwych Krajowego Systemu Przesyłowego

<sup>24</sup> W 2016 r. punkty na połączeniu sieci ONTRAS (Niemcy) i GAZ-SYSTEM (Polska) Gubin, Kamminke oraz Lasów zostały połączone w punkt Grid Connection Point GAZ-SYSTEM/ONTRAS (GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS)

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

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



Rysunek 4.3. Krajowy system przesyłowy gazu

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

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

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



Rysunek 4.4. Poglądowy schemat lokalizacji podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego

Źródło: GAZ-SYSTEM S.A.

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

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

| Punkt wejścia           | Operator                                    | Przepustowość techniczna |                       |          |
|-------------------------|---------------------------------------------|--------------------------|-----------------------|----------|
|                         |                                             | mld m <sup>3</sup> /rok  | mln m <sup>3</sup> /d | GWh/d    |
| Faxe                    | Energinet / GAZ-SYSTEM                      | 10,0                     | 27,4                  | 321,9    |
| Santaka                 | AB Amber Grid / GAZ-SYSTEM                  | 1,9                      | 5,2                   | 58,1     |
| Vyrava                  | Eustream a.s. / GAZ-SYSTEM                  | 5,7                      | 15,6                  | 173,9    |
| Drozdowicze             | GCP GAZ-SYSTEM / UA TSO                     | 4,4                      | 12,0                  | 134,6    |
| Mallnow                 | GASCADE Gastransport GmbH / GAZ-SYSTEM S.A. | 9,1                      | 25,0                  | 277,6    |
| Lasów                   | ONTRAS / GAZ-SYSTEM S.A.                    | 1,6                      | 4,4                   | 48,7     |
| Cieszyn                 | NET4GAS / GAZ-SYSTEM S.A.                   | 0,6                      | 2,5/0,4               | 28,0/4,3 |
| Terminal LNG            | GAZ-SYSTEM S.A.                             | 6,2                      | 19,7                  | 227,3    |
| Punkt wyjścia           | Operator                                    | Przepustowość techniczna | Punkt wejścia         | Operator |
| Faxe                    | Energinet / GAZ-SYSTEM                      | 3                        | 8,2                   | 321,9    |
| Santaka                 | AB Amber Grid / GAZ-SYSTEM                  | 2,4                      | 6,6                   | 58,1     |
| Vyrava                  | Eustream a.s. / GAZ-SYSTEM                  | 4,7                      | 12,9                  | 173,9    |
| GCP GAZ-SYSTEM / ONTRAS | ONTRAS / GAZ-SYSTEM                         | 0,003                    | 0,008                 | 0,08     |

Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A.

## **Terminal LNG w Świnoujściu**

W sierpniu 2008 r. Rada Ministrów uznała budowę terminalu LNG za inwestycję strategiczną dla interesu kraju. Prace nad projektem technicznym zostały zakończone w 2009 r., a sama budowa w 2015 r. Koszt budowy terminalu wyniósł około 3 mld PLN. Zdolności regazyfikacyjne terminalu były wówczas na poziomie 5 mld m<sup>3</sup>/rok. Pierwsza dostawa gazu została zrealizowana w czerwcu 2016 r. Na skutek trwającej rozbudowy Terminala (więcej poniżej) w 2022 r. jego nominalna moc regazyfikacyjna zwiększyła się do poziomu ok. 6,2 mld m<sup>3</sup>/rok.

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

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

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

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

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

### **Polska – Dania (Baltic Pipe)**

To strategiczny projekt infrastrukturalny, którego celem było utworzenie nowego korytarza dostaw paliw gazowych na europejskim rynku. Umożliwia on przesyłanie paliwa gazowego bezpośrednio ze złóż zlokalizowanych w Norwegii na rynki w Danii i w Polsce, a także pośrednio do odbiorców w sąsiednich krajach. Projekt Baltic Pipe umożliwia także dostawy paliw gazowych z Polski na rynek duński i szwedzki. Dywersyfikacja dostaw poprzez umożliwienie dostępu do jego bezpośrednich źródeł w istotny sposób wpływa na poprawę bezpieczeństwa energetycznego całego regionu. Przesył gazociągami Baltic Pipe uruchomiony został 1 października 2022 r. Gazociągi i tłocznie Baltic Pipe w Danii uzyskały docelowe parametry techniczne i mogą przesyłać 10 mld m<sup>3</sup> rocznie, począwszy od 30 listopada 2022 r.

### **Polska – Litwa**

Głównym celem realizacji tego projektu było połączenie odizolowanych rynków gazu państw bałtyckich (Litwy, Łotwy i Estonii) z rynkami gazu Unii Europejskiej za pośrednictwem nowego dwukierunkowego gazociągu. Obecnie gazociąg wspiera integrację rynków gazu w rejonie Morza Bałtyckiego, zwiększa dywersyfikację dostaw gazu do krajów bałtyckich i Finlandii. Połączenie umożliwia dwukierunkowy przesył paliw gazowych (przepustowość techniczna: w kierunku Polski 1,9 mld m<sup>3</sup>/rok, w kierunku Litwy 2,4 mld m<sup>3</sup>/rok).

### **Polska – Słowacja**

Interkonektor Polska – Słowacja to część europejskiej inicjatywy związanej z budową Korytarza Północ – Południe. Połączenie to przyczyniło się do zwiększenia regionalnego bezpieczeństwa dostaw oraz

integracji rynków gazu w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej. W wyniku realizacji projektu, kraje regionu uzyskały bezpośredni dostęp do nowych źródeł dostaw gazu z kierunku północnego – takich jak w pełni operacyjne terminale LNG na Morzu Bałtyckim (Terminal LNG w Świnoujściu, Kłajpeda LNG poprzez Interkonektor Polska-Litwa) oraz z Norwegii (Baltic Pipe), jak również z kierunku południowego. Pozwala to na poprawę efektywności rynków gazu w regionie Europy Środkowo-Wschodniej. Połączenie Polska – Słowacja komercyjnie uruchomiono 12 listopada 2022 r. i umożliwia dwukierunkowy przesył gazu (przepustowość techniczna: w kierunku Polski 5,7 mld m<sup>3</sup>/rok, w kierunku Słowacji 4,7 mld m<sup>3</sup>/rok)<sup>25</sup>.

## Plany rozbudowy połączeń międzysystemowych

### Terminal LNG w Świnoujściu

Celem rozbudowy Terminalu LNG w jest zwiększenie mocy regazyfikacyjnej do ok. 8,3 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego rocznie oraz wprowadzenie nowych funkcjonalności tej instalacji. Rozbudowa terminalu obejmuje trzy zadania: zwiększenie zdolności regazyfikacyjnej instalacji technologicznej przez dodatkowe urządzenia SCV (regazyfikatory); dodatkowe pojemności magazynowania poprzez wybudowanie trzeciego zbiornika na skroplony gaz ziemny; zwiększenie elastyczności dostaw do terminalu dzięki budowie drugiego nabrzeża. W 2022 r. zrealizowano I etap prac polegający na rozbudowie infrastruktury o nowe regazyfikatory SCV i pompy LNG pozwalające na zwiększenie nominalnej mocy regazyfikacyjnej terminalu do poziomu ok. 6,2 mld m<sup>3</sup>/rok.

Drugi etap rozbudowy terminalu ma na celu zwiększenie zdolności regazyfikacyjnej do poziomu ok. 8,3 mld m<sup>3</sup>/r, poprzez wybudowanie trzeciego zbiornika na skroplony gaz ziemny (ok. 180 tys. m<sup>3</sup> oraz zwiększenie elastyczności dostaw do terminalu dzięki budowie drugiego nabrzeża wraz z urządzeniami i instalacjami towarzyszącymi. Zakończenie inwestycji planowane było na 2024/2025 r.<sup>26</sup>

### FSRU w Zatoce Gdańskiej

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

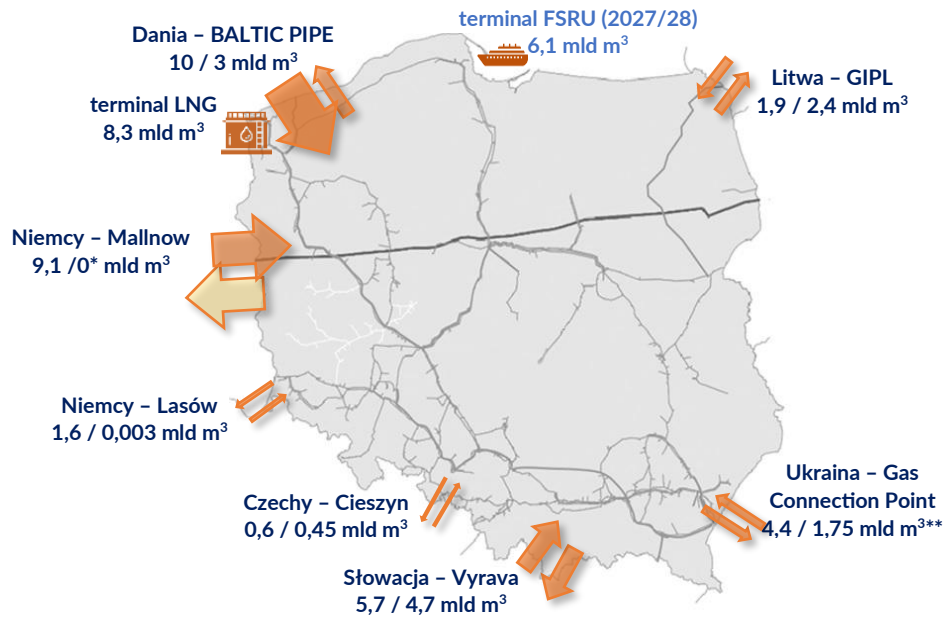
Komisja Europejska przyznała projektowi dofinansowanie bezzwrotne w ramach instrumentu „Łącząc Europę” (ang. Connecting Europe Facility – CEF). Terminal FSRU przystosowany będzie do prowadzenia procesu regazyfikacji na poziomie 6,1 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego rocznie. Termin zakończenia inwestycji przewidziany jest na 2027 r., natomiast przyjęcie pierwszej jednostki ma nastąpić w 2028 r.<sup>27</sup>. W ramach REPowerEU wdrażana jest również inwestycja umożliwiająca transport gazu z Terminalu FSRU, polegająca na budowie gazociągu na odcinku Gdańsk-Gustorzyn, na którą przeznaczone jest 65 mln EUR w formie pożyczki.

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

<sup>25</sup> Krajowy dziesięcioletni plan rozwoju systemu przesyłowego na lata 2024-2033, GAZ-SYSTEM S.A.

<sup>26</sup> Bez względu na termin przyjęcia aKPEiK, zdecydowano o pozostawieniu inwestycji w tej sekcji.

<sup>27</sup> „terminal FSRU w Zatoce Gdańskiej” – OGP Gaz-System



Liczba z lewej – import, liczba z prawej – eksport

\*1 044 tys. m<sup>3</sup>/h – przepustowość w kierunku Niemiec na zasadach przerywanych.

\*\* wartość w przeliczeniu na rok, przepustowość ciągła oferowana do dnia 30.09.2025 r

Rysunek 4.5. Połączenie międzysystemowe sieci gazowej

Opracowanie własne MKiŚ.

### Rozwój połączeń transgranicznych – prognoza

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

Tabela 4.6 Prognoza parametrów transgranicznych punktów wejścia do systemu przesyłowego gazowego

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

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

Źródło: ARE SA



## 4.2. Infrastruktura do przesyłu energii

### 4.2.1. Energia elektryczna

#### a) Kluczowe parametry istniejącej infrastruktury przesyłowej energii elektrycznej.

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

PSE S.A. jest właścicielem i zarządzającym siecią przesyłową najwyższych napięć, którą tworzyło (stan na 31 grudnia 2022 r.):

- 303 linii o łącznej długości 15 964 km, w tym:
  - 131 linii o napięciu 400 kV, o łącznej długości 8 562 km,
  - 171 linii o napięciu 220 kV, o łącznej długości 7 288 km,
  - 110 stacji najwyższych napięć (NN),
- podmorskie połączenie 450 kV DC Polska – Szwecja, o całkowitej długości 254 km, z czego 127 km należy do PSE S.A.

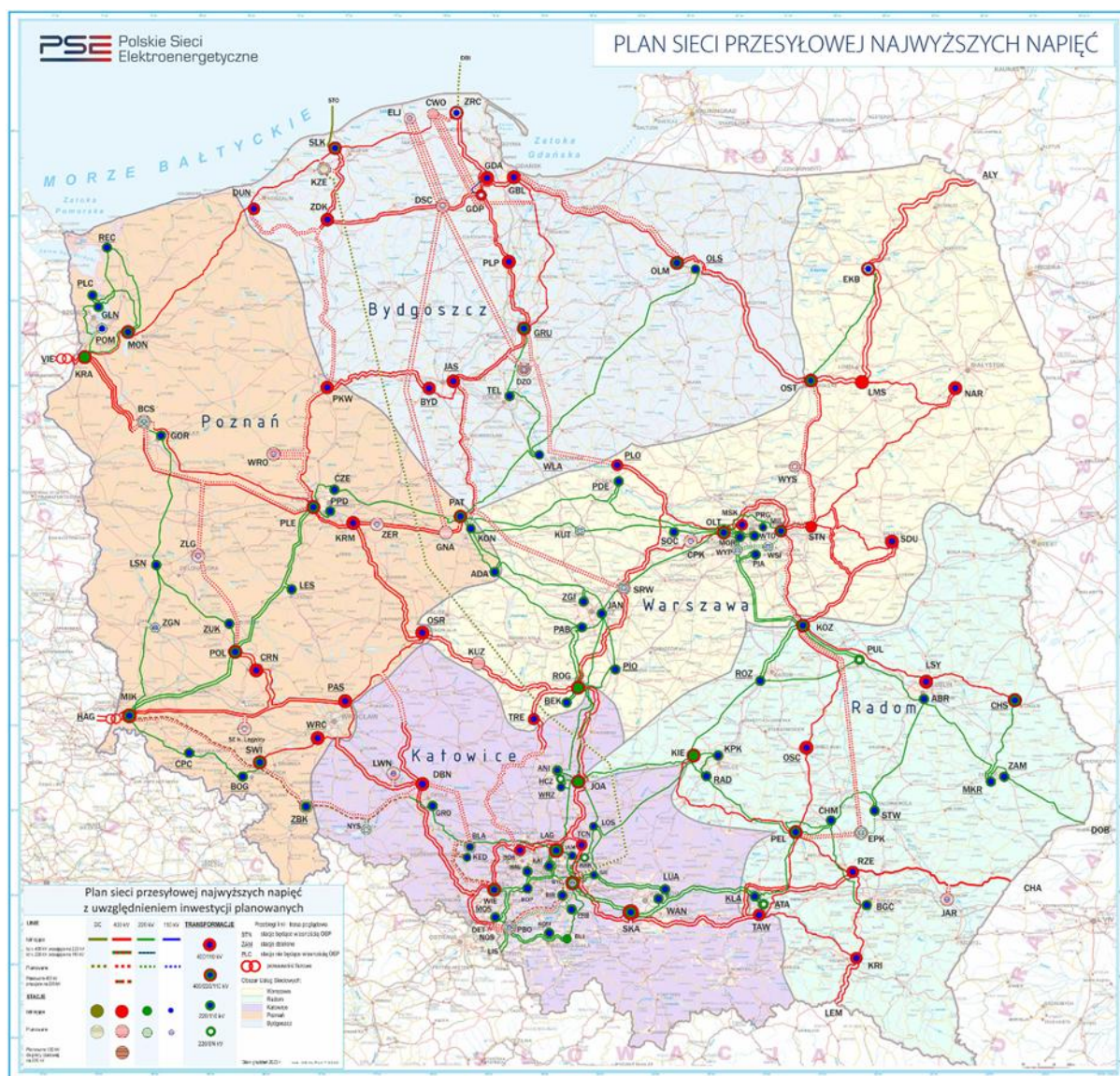
Charakterystykę głównych pozycji infrastruktury technicznej krajowego podsektora przesyłu oraz dystrybucji energii elektrycznej przedstawiono w tabeli (Tabela 4.7). Aktualny schemat sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć, przedstawia rysunek poniżej (Rysunek 4.6).

Tabela 4.7. Charakterystyka krajowych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych

| Wyszczególnienie                                           | Jednostka miary | 2005    | 2010    | 2015    | 2020    | 2022    |
|------------------------------------------------------------|-----------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| <b>DŁUGOŚĆ LINII ELEKTROENERGETYCZNYCH NAPOWIETRZNYCH:</b> |                 |         |         |         |         |         |
| - wysokie napięcia (NN+WN)                                 | km              | 45 378  | 46 112  | 47 177  | 48 923  | 49 661  |
| 750 kV                                                     | km              | 114     | 114     | 114     | 114     | 114     |
| 400 kV                                                     | km              | 4 831   | 5 303   | 5 984   | 7 823   | 8 490   |
| 220 kV                                                     | km              | 8 123   | 8 088   | 8 054   | 7 461   | 7 369   |
| 110 kV                                                     | km              | 32 310  | 32 607  | 33 025  | 33 525  | 33 688  |
| - średnie napięcia (SN)                                    | km              | 233 855 | 234 741 | 233 044 | 227 043 | 225 032 |
| - niskie napięcia (nN)                                     | km              | 286 994 | 289 977 | 316 589 | 317 205 | 321 393 |
| Razem wszystkie napięcia                                   | km              | 566 227 | 570 830 | 596 810 | 593 171 | 596 086 |
| <b>DŁUGOŚĆ LINII KABLOWYCH:</b>                            |                 |         |         |         |         |         |
| - wysokie napięcia (NN+WN)                                 | km              | 79      | 164     | 467     | 769     | 951     |
| - średnie napięcia (SN)                                    | km              | 61 988  | 68 998  | 79 382  | 92 651  | 97 345  |
| - niskie napięcia (nN)                                     | km              | 125 776 | 140 320 | 160 510 | 177 159 | 185 834 |
| Razem wszystkie napięcia                                   | km              | 187 843 | 209 482 | 240 359 | 270 579 | 284 130 |
| <b>LICZBA STACJI O GÓRNYM NAPIĘCIU:</b>                    |                 |         |         |         |         |         |
| 400 i 750 kV                                               | szt.            | 31      | 35      | 44      | 53      | 50      |
| 220 kV                                                     | szt.            | 67      | 67      | 64      | 61      | 62      |
| 110 kV                                                     | szt.            | 1 356   | 1 405   | 1 517   | 1 574   | 1 639   |
| - średnie napięcia (SN)                                    | szt.            | 236 067 | 246 562 | 258 835 | 269 726 | 274 088 |
| Razem wszystkie napięcia                                   | szt.            | 237 521 | 248 069 | 260 460 | 271 414 | 275 839 |
| <b>LICZBA TRANSFORMATORÓW SIECIOWYCH O PRZEKŁADNI:</b>     |                 |         |         |         |         |         |
| - NN/(NN+WN)                                               | szt.            | 168     | 185     | 202     | 224     | 220     |

| Wyszczególnienie                                    | Jednostka miary | 2005    | 2010    | 2015    | 2020    | 2022    |
|-----------------------------------------------------|-----------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| - WN/SN                                             | szt.            | 2 527   | 2 553   | 2 744   | 2 882   | 2 975   |
| - SN/SN                                             | szt.            | 264     | 1 215   | 1 183   | 1 191   | 1 260   |
| - SN/nN                                             | szt.            | 237 595 | 247 479 | 258 847 | 267 402 | 271 142 |
| Razem                                               | szt.            | 240 554 | 251 432 | 262 976 | 271 699 | 275 597 |
| <b>MOC TRANSFORMATORÓW SIECIOWYCH O PRZEKŁADNI:</b> |                 |         |         |         |         |         |
| - NN/(NN+WN)                                        | MVA             | 37 812  | 42 302  | 50 610  | 62 400  | 61 119  |
| - WN/SN                                             | MVA             | 46 904  | 49 700  | 56 202  | 62 789  | 65 218  |
| - SN/SN                                             | MVA             | 1 055   | 5 280   | 5 305   | 5 560   | 6 108   |
| - SN/nN                                             | MVA             | 40 858  | 44 135  | 48 356  | 52 449  | 53 946  |
| Razem                                               | MVA             | 126 629 | 141 417 | 160 473 | 183 198 | 186 391 |
| <b>LICZBA PRZYŁĄCZY:</b>                            |                 |         |         |         |         |         |
| - napowietrznych                                    | tys. szt.       | 5 633   | 5 635   | 5 479   | 5 315   | 5 245   |
| - kablowych                                         | tys. szt.       | 719     | 989     | 1 285   | 1 950   | 2 136   |
| Razem                                               | tys. szt.       | 6 352   | 6 624   | 6 764   | 7 265   | 7 381   |
| <b>DŁUGOŚĆ PRZYŁĄCZY:</b>                           |                 |         |         |         |         |         |
| - napowietrznych                                    | km              | 119 829 | 120 595 | 115 223 | 109 966 | 109 172 |
| - kablowych                                         | Km              | 23 837  | 32 320  | 44 610  | 60 214  | 66 548  |
| Razem                                               | km              | 143 666 | 152 915 | 159 833 | 170 180 | 175 720 |

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



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

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

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

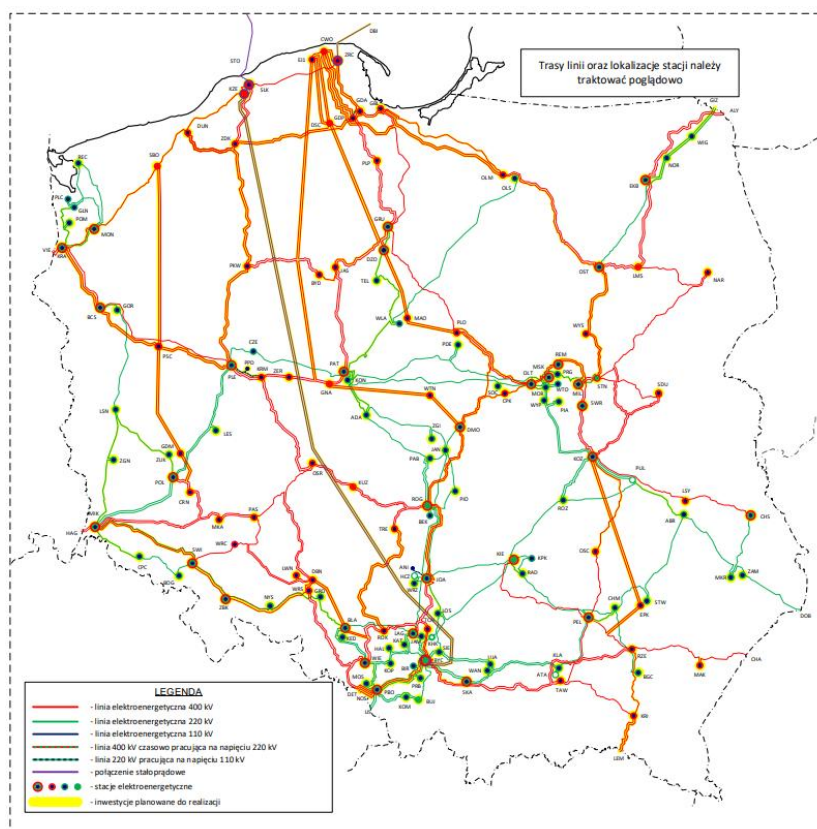
| Nakłady inwestycyjne | 2005  | 2010  | 2015    | 2020    | 2022    |
|----------------------|-------|-------|---------|---------|---------|
| OSP                  | 481,9 | 492,6 | 1 536,1 | 1 109,6 | 1 269,5 |

Źródło: ARE SA

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

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

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



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

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

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

W efekcie tych wszystkich działań ma powstać:

- 1615 km nowych linii stałoprądowych HVDC,
- 4 825 km nowych linii 400 kV,
- 263 km nowych linii 220 kV,
- 1 440 km zmodernizowanych linii 400 kV,
- 1 721 km zmodernizowanych linii 220 kV,
- 7 500 MVA nowych zdolności transformacji 400/220 kV,
- 30 990 MVA nowych zdolności transformacji 400/110 kV,



- 8 110 MVA nowych zdolności transformacji 220/110 kV,
- 2 400 MVar nowych zdolności kompensacji mocy biernej.

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

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

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

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

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

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

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

## 4.2.2. Gaz ziemny

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

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

Tabela 4.9. Charakterystyka techniczna Krajowego Systemu Przesyłowego

| Element Systemu Przesyłowego | Jednostka | 2011  | 2015   | 2020   | 2023   |
|------------------------------|-----------|-------|--------|--------|--------|
| Gazociągi systemowe          | km        | 9 853 | 10 996 | 11 056 | 12 121 |
| Węzły systemowe              | szt.      | 57    | 58     | 34     | 36     |
| Tłocznie gazu                |           | 14    | 14     | 15     | 14     |

Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A.

System przesyłowy składa się z dwóch współpracujących ze sobą systemów:

- Systemu Gazociągów Tranzytowych,

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

System przesyłowy zasilany jest w gaz z następujących Punktów Wejścia:

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

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



Rysunek 4.8. System przesyłowy gazu ziemnego

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

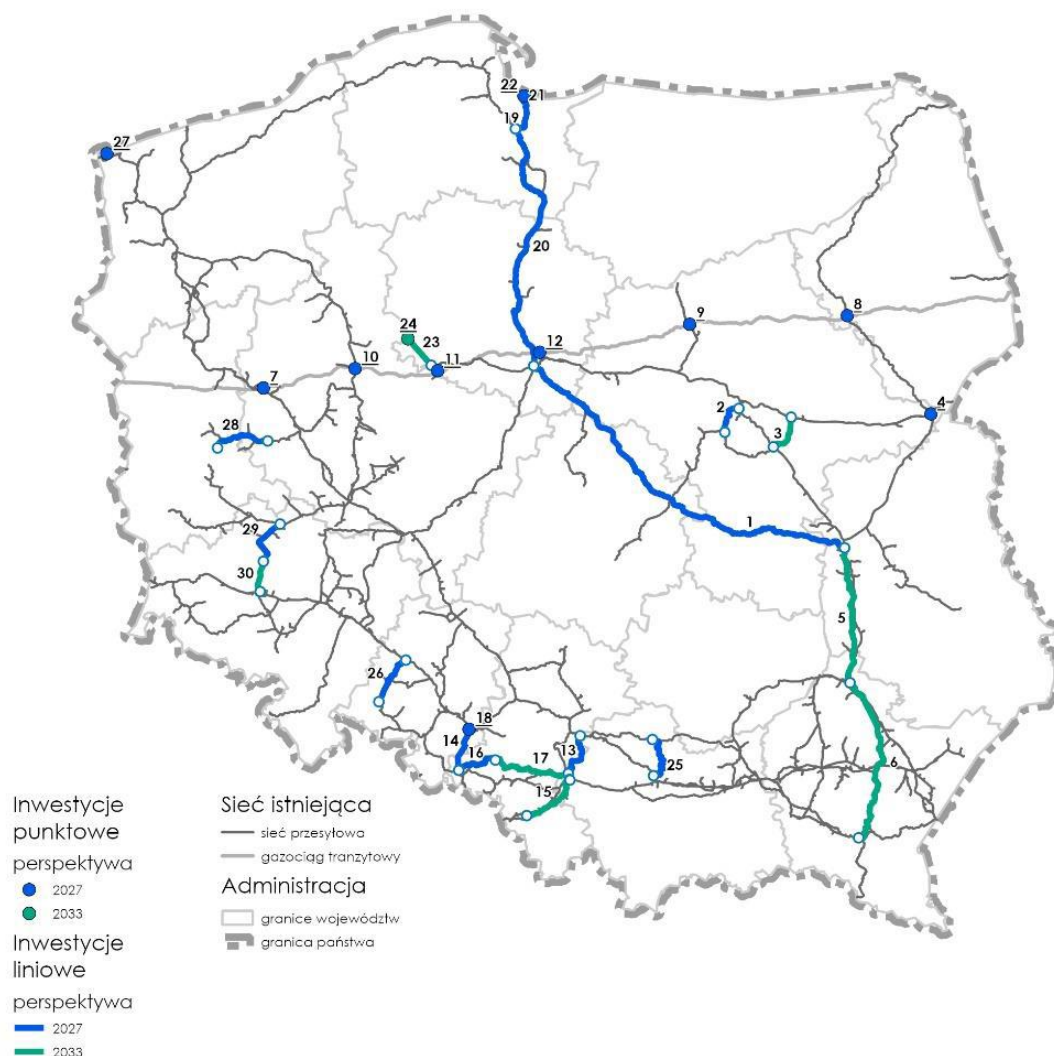
Tabela 4.10. . Maksymalne zdolności instalacji magazynowych w sezonie 2023/2024

| Grupa instalacji | Magazyn          | Pojemność czynna   |           | Max. moc załadowania     |          | Max. moc odbioru         |          |
|------------------|------------------|--------------------|-----------|--------------------------|----------|--------------------------|----------|
|                  |                  | mln m <sup>3</sup> | GWh       | mln m <sup>3</sup> /dobę | GWh/dobę | mln m <sup>3</sup> /dobę | GWh/dobę |
| GIM Kawerna      | KPMG Mogiło      | 580,9              | 6 521,40  | 9,60                     | 106,90   | 18,00                    | 200,50   |
|                  | KPMG Kosakowo    | 296,8              | 2 669,30  | 2,40                     | 26,80    | 9,60                     | 107,00   |
| GIM Sanok        | KPMG Husów       | 500,00             | 5 650,00  | 4,15                     | 46,70    | 5,76                     | 64,60    |
|                  | KPMG Strachocina | 460,0              | 4 078,80  | 2,64                     | 29,70    | 3,36                     | 37,90    |
|                  | KPMG Swarzędów   | 0,9                | 1 013,40  | 1,00                     | 10,7     | 0,93                     | 10,40    |
|                  | KPMG Brzeźnica   | 100,00             | 1 126,00  | 1,44                     | 16,20    | 1,44                     | 16,10    |
| GIM Wierchowice  | KPMG Wierchowice | 1 300,00           | 14 729,00 | 9,60                     | 107,50   | 14,40                    | 158,40   |
| SUMA             |                  | 3 174,80           | 35 787,90 | 30,83                    | 345,00   | 53,49                    | 594,90   |

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

## Plany rozbudowy gazowej infrastruktury przesyłowej

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



Rysunek 4.9. Najważniejsze inwestycje planowane w perspektywie do 2033 r.

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

Wybrane kluczowe inwestycje, planowane do realizacji do 2033 r.:

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



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

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

### 4.2.3. Ropa naftowa i paliwa ciekłe

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

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

Krajowe pojemności magazynowe na ropę naftową i paliwa wynoszą około 15 mln m<sup>3</sup> i są wystarczające do utrzymywania zapasów interwencyjnych, jak również pokrycia potrzeb handlowych i operacyjnych podmiotów rynkowych.

Infrastruktura do przesyłu ropy naftowej składa się z trzech odcinków:

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

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

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



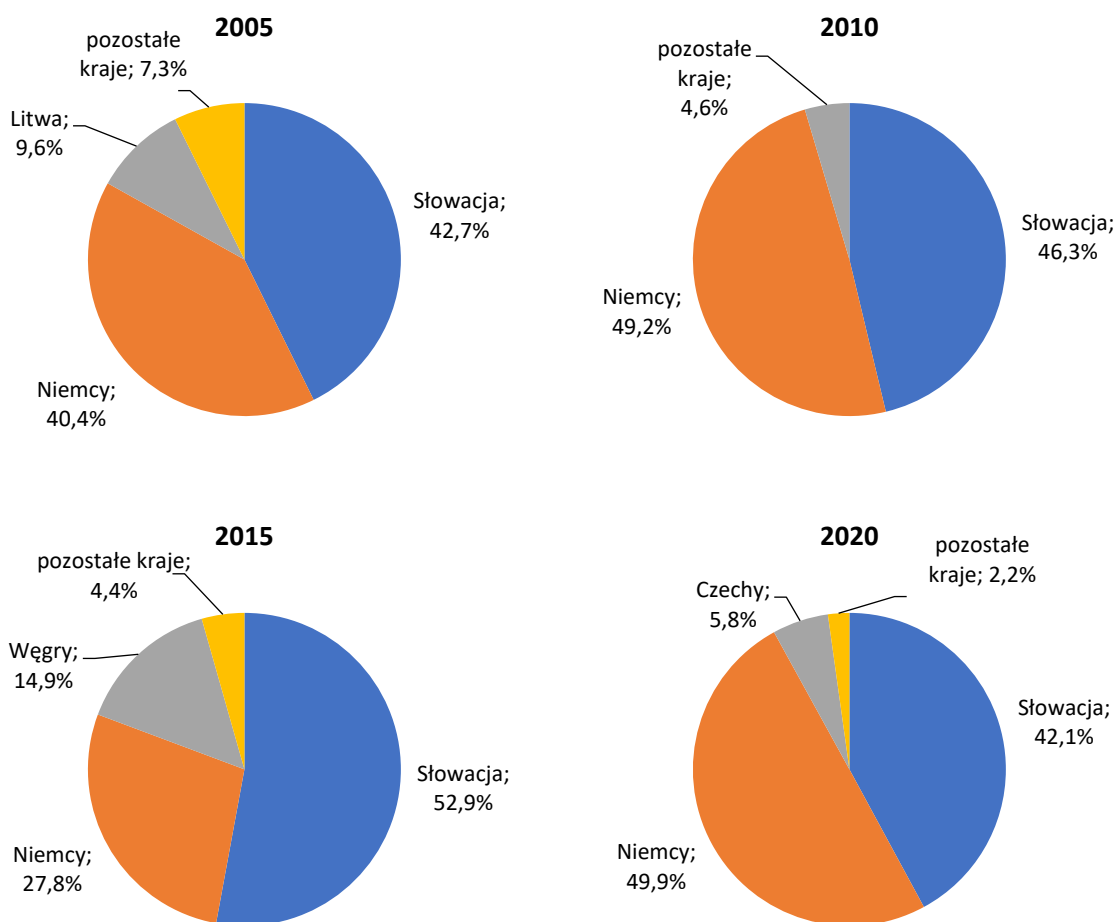
Rysunek 4.10. Poglądowy układ infrastruktury spółki PERN S.A. (stan na 2024 r.)

Źródło: PERN S.A.

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

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

- Rafineria ORLEN w Płocku – stanowi jeden z najnowocześniejszych zakładów produkcyjnych w Europie Środkowo-Wschodniej o mocach przerobowych na poziomie 16,3 mln ton/rok,
- Rafineria ORLEN w Gdańsku – w wyniku połączenia grupy ORLEN z grupą LOTOS, stała się własnością ORLEN i Saudi Aramco. Łączne moce przerobowe rafinerii wynoszą około 10,5 mln ton/rok i są rozdzielone pomiędzy obu właścicieli,
- Rafinerie ORLEN Południe w Trzebieży i Jedliczu specjalizują się w produkcji biokomponentów, baz olejowych, olejów opałowych, parafin hydrowerowanych oraz prowadzą regenerację olejów przepracowanych,
- Rafineria ORLEN Lietuva w Możejках – jest jedynym tego typu zakładem na rynku państw bałtyckich i dysponuje mocą przerobową 10,2 mln ton/rok,
- Rafineria ORLEN Unipetrol w Kralupach i Litwinovie (Czechy) – dysponują łącznymi mocami przerobowymi 8,7 mln ton/rok.



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

Źródło: baza danych ARE S.A.

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

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

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

Koncerny zagraniczne posiadały w 2020 r. ok. 1 569 stacji paliw. Liderami pod tym względem są koncerny BP, Shell i CircleK. Niezależni (niezrzeszeni) operatorzy byli w Polsce właścicielami ok. 3 659 stacji paliw. Stacje w sieciach operatorów niezależnych posiadających więcej niż 10 stacji paliw to ok. 1 181 obiektów. Nieznacznie wzrosła również liczba stacji należących do sieci sklepowych. Obecnie liczba takich stacji paliw to niemal 190 obiektów.

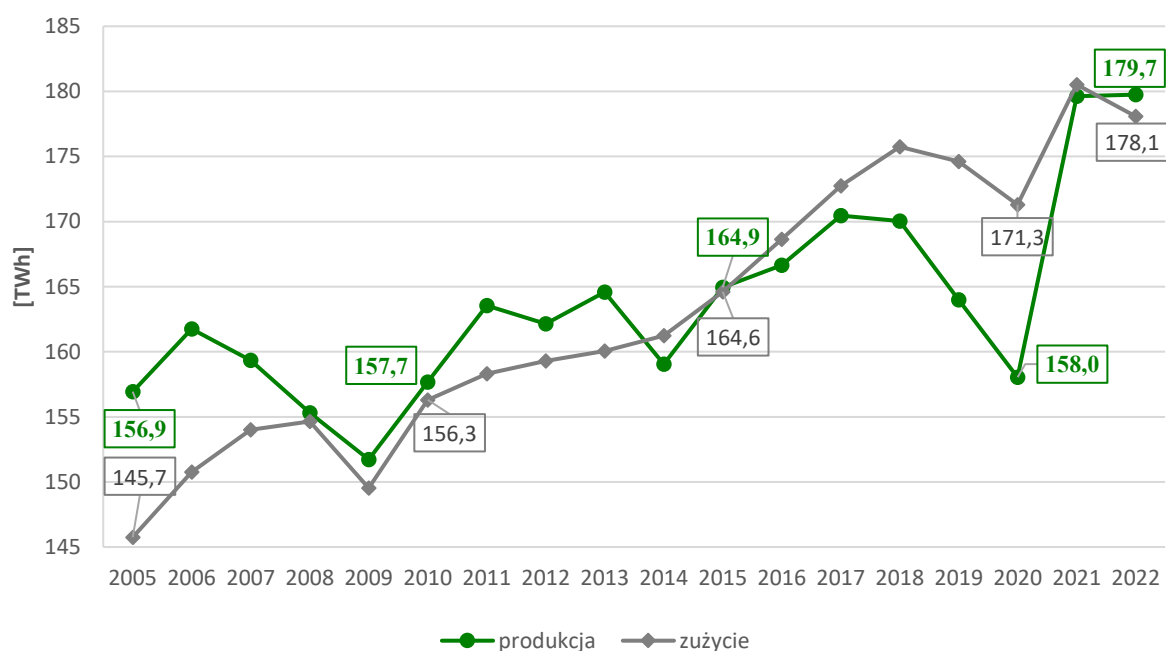
Zauważalna jest również obecność stacji franczyzowych, która wynika z faktu, że wielu prywatnych przedsiębiorców podejmuje współpracę z partnerem posiadającym silną markę oraz stabilną pozycję rynkową.

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

## 4.3. Rynek energii elektrycznej i gazu ziemnego, ceny energii

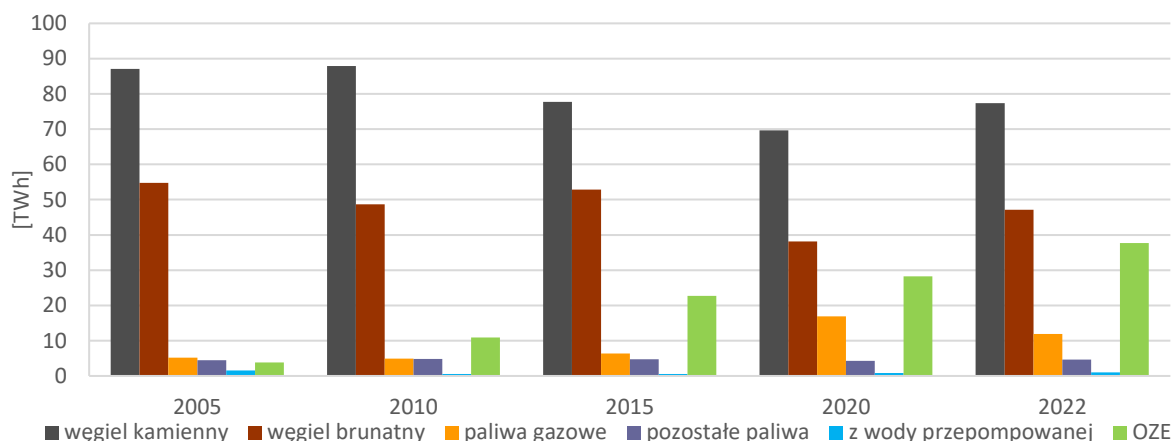
### 4.3.1. Obecna sytuacja na rynku energii elektrycznej

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



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

Źródło: ARE SA



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

Źródło: ARE S.A.

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

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

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

Tabela 4.11. Struktura sprzedaży energii elektrycznej w elektrowniach zawodowych ciepłych

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

<sup>1)</sup> w roku 2005 obejmuje sprzedaż do PSE S.A.

Źródło: ARE S.A.

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

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

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

Tabela 4.12. Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym

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

<sup>1)</sup> - w 2005 r. łącznie z ec. niezależnymi

<sup>2)</sup> - łącznie z elektrowniami wodnymi zawodowymi

Źródło: ARE SA na podstawie wyników badania 1.44.02

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

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

### 4.3.2. Obecna sytuacja na rynku gazu ziemnego

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

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

Rynek gazu w Polsce działa na dwóch poziomach:

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

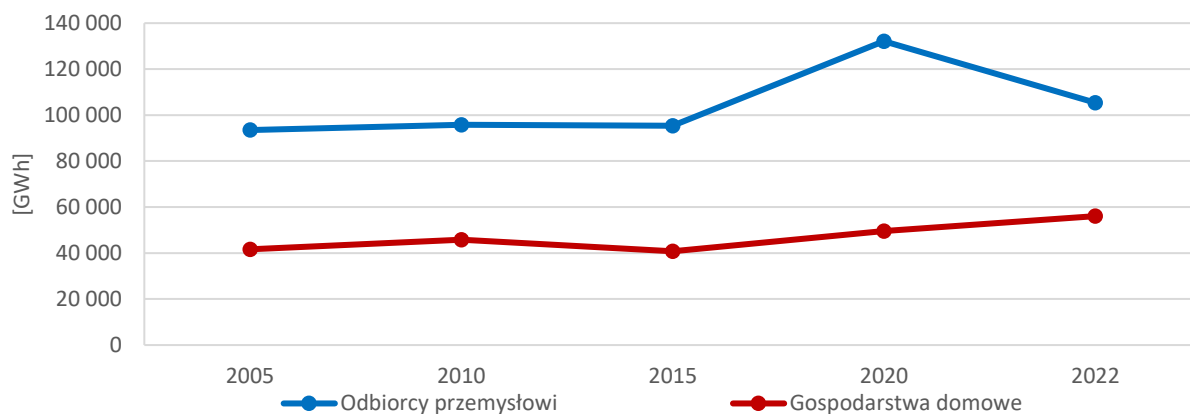
*Rynek detaliczny gazu ziemnego (wysokometanowego i zaazotowanego) charakteryzuje silna koncentracja. Udział podmiotów z GK ORLEN S.A. w sprzedaży gazu do odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci dystrybucyjnych, wyniósł 90,7% (90,4% dla gazu wysokometanowego i 93,7% dla gazu zaazotowanego). Pozostała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

Tabela 4.13).

Tabela 4.13. Sprzedaż gazu ziemnego (GWh)

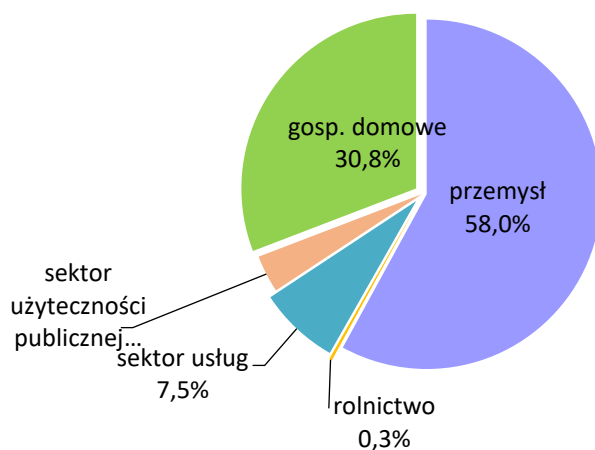
|                      | 2005    | 2010    | 2015    | 2020    | 2022    |
|----------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Sprzedaż ogółem      | 153 200 | 157 211 | 150 192 | 197 120 | 181 905 |
| Odbiorcy przemysłowi | 93 504  | 95 816  | 95 390  | 132 138 | 105 451 |
|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

Źródło: ARE S.A.



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

Źródło: ARE S.A.



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

Źródło: ARE S.A.

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

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



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

|                               | 2005    | 2010    | 2015    | 2020    | 2022    |
|-------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
|                               | GWh     |         |         |         |         |
|                               |         |         |         |         | 42 225  |
| Import całkowity              | 110 708 | 115 162 | 129 123 | 187 000 | 164 364 |
| Import ze wschodu             | 101 382 | 103 204 | 93 731  | 102 497 | 31 926  |
| Nabywanie wewnątrzwspólnotowe | 3 929   | 11 958  | 34 013  | 42 227  | 65 123  |

Źródło: ARE S.A.

### Rozbicie elementów ceny energii elektrycznej i ciepła na główne składniki

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

Tabela 4.15. Składniki cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych

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

\* Ceny netto, bez podatku VAT

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

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

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

Źródło: ARE S.A.

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

Tabela 4.16. Jednostkowe koszty energii elektrycznej sprzedanej

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

Źródło: ARE S.A.

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

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

Źródło: ARE S.A.

Wraz ze wzrostem cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, znacząco wzrósł udział tego kosztu w całkowitym koszcie energii elektrycznej. W 2020 r. w każdej MWh energii elektrycznej umorzenie emisji kosztowało więcej niż paliwo na wyprodukowanie tej energii.

Sektor ciepłowniczy jest w Polsce dużo bardziej zróżnicowany niż w przypadku sektora elektroenergetycznego. W sektorze tym wykorzystywane są różnorakie paliwa, o zróżnicowanej dostępności i z uwzględnieniem rozproszonego charakteru ciepłownictwa w kraju (np. spalanie odpadów komunalnych, oleje opałowe, ale również węgiel kamienny i brunatny, czy gaz ziemny). Na ciepło (z wyjątkiem opłat za emisję CO<sub>2</sub> i korzystanie ze środowiska) również nie zostały nałożone opłaty związane z transformacją sektora energetycznego.

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

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

Źródło: URE

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

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

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

Źródło: URE

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

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

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

Źródło: URE

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

### 4.3.3. Obecny udział wydatków na energię w budżetach gospodarstw domowych

W badaniu budżetów gospodarstw domowych w ramach analizowanej kategorii rozchodów, wzięto pod uwagę wydatki na energię elektryczną, gaz ziemny, gaz ciekły, paliwa płynne, węgiel kamienny, koks, drewno opałowe, pozostałe artykuły opałowe, ciepłą wodę oraz centralne ogrzewanie<sup>28</sup>. Przeciętne miesięczne wydatki na energię na jedną osobę w 2022 r. wynosiły przeciętnie 168 PLN. Stanowiły one 11,4% ogólnych wydatków gospodarstw domowych, a 7,5% ich dochodu rozporządzalnego. W badanym okresie odnotowano spadek udziału wydatków na energię w dochodzie rozporządzalnym (z 10,0% w 2005 r. i 9,0% w 2015 r. do 7,5% w 2022 r.).

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

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

Źródło: Budżety gospodarstw domowych. Główny Urząd Statystyczny

### 4.3.4. Koszty wytwarzania energii elektrycznej i wodoru

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

<sup>28</sup> Metodologia badania budżetów gospodarstw domowych, Warszawa 2011.

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

| Rok  | Koszt kapitałowy | Koszt stały O&M | Koszt zmienny O&M | Koszt paliwa | Koszt emisji CO <sub>2</sub> | Koszt wytwarzania e.e. |
|------|------------------|-----------------|-------------------|--------------|------------------------------|------------------------|
| 2020 | 17,2             | 16,6            | 2,6               | 25,7         | 24,4                         | 86,4                   |
| 2025 | 26,5             | 17,5            | 2,4               | 38,9         | 73,0                         | 158,5                  |
| 2030 | 44,9             | 21,6            | 2,0               | 26,3         | 49,1                         | 144,1                  |
| 2035 | 54,4             | 22,9            | 1,7               | 22,8         | 39,0                         | 140,5                  |
| 2040 | 64,0             | 22,5            | 1,4               | 17,9         | 28,9                         | 134,5                  |

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.

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

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

|                                  | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 |
|----------------------------------|------|------|------|------|
| Koszt wytwarzania H <sub>2</sub> | 8,2  | 6,7  | 5,8  | 4,9  |

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.

### 4.3.5. Ceny energii elektrycznej w podziale na sektory

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

Tabela 4.24 przedstawia projekcje cen energii elektrycznej dla dwóch grup odbiorców końcowych – gospodarstw domowych i przemysłu. Zaprezentowane ceny są cenami uśrednionymi, zawierającymi podatki (w obliczeniach przyjęto wysokość akcyzy na poziomie 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 4.24. Ceny energii elektrycznej z podziałem na sektor [EUR'2024/kWh] – scenariusz WEM

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

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

Źródło: ARE S.A.

### 4.3.6. Krajowe ceny detaliczne paliw

W symulacjach modelowych rozróżniano ceny paliw dla przemysłu, energetyki i gospodarstw domowych zgodnie z podziałem obowiązującym w statystyce Międzynarodowej Agencji Energii<sup>29</sup>. Projekcje cen gazu ziemnego, węgla i produktów ropopochodnych bazują na trendach światowych cen nośników energii, przyjętych w formie założeń do analizy. Przyjęto niezmienny w czasie sposób i poziom opodatkowania. Zaprezentowane projekcje nie można traktować jako prognozy przyszłości, a jedynie szacunkowe wartości powiązane z przyjętymi założeniami dla scenariusza WEM.

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

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

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

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

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

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

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

| Rok  | Lekki olej opałowy [EUR'2024/ktoe] |                   |                            |                         |                    | Olej napędowy [EUR'2024/ktoe]    |                             |                                     |                                |                             |
|------|------------------------------------|-------------------|----------------------------|-------------------------|--------------------|----------------------------------|-----------------------------|-------------------------------------|--------------------------------|-----------------------------|
|      | Przemysł (Cena ogółem)             | Przemysł (Akcyza) | Gosp. domowe (Cena ogółem) | Gospod. domowe (Akcyza) | Gosp. domowe (VAT) | Zastos. komercyjne (Cena ogółem) | Zastos. komercyjne (Akcyza) | Zastos. niekomercyjne (Cena ogółem) | Zastos. niekomercyjne (Akcyza) | Zastos. niekomercyjne (VAT) |
| 2005 | 772 048                            | 99 664            | 1 003 060                  | 99 664                  | 180 936            | 1 298 690                        | 511 214                     | 1 584 418                           | 511 214                        | 285 729                     |
| 2010 | 919 672                            | 94 038            | 1 170 067                  | 94 038                  | 211 179            | 1 422 866                        | 522 762                     | 1 735 895                           | 522 762                        | 313 168                     |
| 2015 | 844 990                            | 82 727            | 1 082 522                  | 82 727                  | 202 538            | 1 305 661                        | 523 379                     | 1 605 963                           | 523 379                        | 300 252                     |
| 2020 | 782 846                            | 72 816            | 1 188 125                  | 72 816                  | 222 107            | 1 144 019                        | 465 415                     | 1 407 143                           | 465 415                        | 430 689                     |

<sup>29</sup> MAE - „Energy prices and taxes”

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

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

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

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

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

## 4.4. Nakłady na inwestycje związane z energią

### Nakłady inwestycyjne na rozwój infrastruktury w sektorze elektroenergetycznym

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

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

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

| Sektor wytwarzania                                                     | 2021-2025 | 2026-2030 | 2031-2035 | 2036-2040 | 2021-2040 |
|------------------------------------------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Inwestycje w sektorze wytwarzania energii elektrycznej [mld. EUR'2024] |           |           |           |           |           |
| Łącznie                                                                | 35,9      | 49,8      | 32,5      | 74,1      | 192,3     |
| Elektrownie                                                            | 33,9      | 42,6      | 27,9      | 66,3      | 170,6     |
| Elektrociepłownie                                                      | 1,9       | 3,7       | 1,7       | 2,2       | 9,5       |
| Magazyny en.                                                           | 0,1       | 3,0       | 2,4       | 4,7       | 10,2      |
| Elektrolizery                                                          | 0,0       | 0,5       | 0,6       | 1,0       | 2,0       |
| W tym paliwa:                                                          |           |           |           |           |           |
| Węgiel                                                                 | 5,2       | 0,0       | 0,0       | 0,0       | 5,2       |

| Sektor wytwarzania                               | 2021-2025  | 2026-2030  | 2031-2035  | 2036-2040  | 2021-2040  |
|--------------------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Gaz ziemny/Wodór                                 | 2,5        | 6,1        | 2,4        | 1,6        | 12,6       |
| Jądrowe                                          | 0,0        | 0,0        | 0,0        | 41,4       | 41,4       |
| Źródła odnawialne                                | 27,5       | 39,7       | 26,9       | 25,1       | 119,2      |
| - Wodne (bez pomp.)                              | 0,1        | 0,5        | 0,1        | 0,1        | 0,8        |
| - Wiatrowe                                       | 7,7        | 29,8       | 18,4       | 16,8       | 72,6       |
| - Fotowoltaiczne                                 | 18,8       | 7,7        | 7,0        | 6,7        | 40,2       |
| - Biomasa                                        | 0,5        | 1,2        | 0,7        | 0,7        | 3,1        |
| - Biogaz                                         | 0,5        | 0,6        | 0,7        | 0,7        | 2,5        |
| - Geotermalne                                    | 0,0        | 0,0        | 0,0        | 0,0        | 0,0        |
| Inne paliwa                                      | 0,6        | 0,4        | 0,2        | 0,4        | 1,6        |
| Magazyny energii, elektrolizery                  | 0,1        | 3,5        | 3,0        | 5,8        | 12,4       |
| <b>Inwestycje w ciepłownię** [mld. EUR'2024]</b> |            |            |            |            |            |
| Kotły ciepłownicze                               | 0,6        | 0,8        | 0,4        | 0,3        | 2,1        |
| Pompy ciepła                                     | 0,0        | 0,3        | 1,0        | 1,8        | 3,1        |
| Geotermia                                        | 0,2        | 0,2        | 0,2        | 0,2        | 0,8        |
| Kolektory słoneczne                              | 0,0        | 0,0        | 0,2        | 0,2        | 0,4        |
| Magazyny ciepła                                  | 0,0        | 0,1        | 0,3        | 0,4        | 0,9        |
| Modernizacja                                     | 0,4        | 0,0        | 0,0        | 0,0        | 0,4        |
| <b>Łącznie</b>                                   | <b>1,2</b> | <b>1,5</b> | <b>2,0</b> | <b>2,8</b> | <b>7,6</b> |

\*nakłady inwestycyjne overnight (bez kosztów kapitału IDC)

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

Źródło: Szacunki ARE S.S.A.

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

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



| Sektor wytwarzania | 2021-2025  | 2026-2030  | 2031-2035  | 2036-2040  | 2021-2040  |
|--------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Modernizacja       | 0,4        | 0,0        | 0,0        | 0,0        | 0,4        |
| <b>Łącznie</b>     | <b>1,3</b> | <b>1,6</b> | <b>2,2</b> | <b>3,0</b> | <b>8,2</b> |

\*nakłady inwestycyjne overnight (bez kosztów kapitału IDC)

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

Źródło: Szacunki ARE S.A.

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

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

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

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

Źródło: Szacunki własne ARE S.A

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

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

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

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

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

| Tytuł projektu                   | Całkowita wartość projektu (mln PLN) | Wkład UE (mln PLN) |
|----------------------------------|--------------------------------------|--------------------|
| Gazociąg Czeszów-Wierzchowice    | 105,18                               | 47,20              |
| Gazociąg Hermanowice-Strachocina | 324,57                               | 127,83             |



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

1) Realizacja inwestycji bliska ukończeniu.

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

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

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

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

Obejmują one:

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

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

| sektor                         |        | 2021-2025 | 2026-2030 | 2031-2035 | 2036-2040 | suma    |
|--------------------------------|--------|-----------|-----------|-----------|-----------|---------|
| Łączne nakłady inwestycyjne    |        | 191 136   | 204 685   | 143 308   | 187 477   | 726 606 |
| Przemysł                       | 8 420  | 6 741     | 7 683     | 7 582     | 30 426    | 25 343  |
| Transport                      | 56 891 | 46 605    | 24 145    | 19 669    | 147 311   | 122 697 |
| Gospodarstwa domowe            |        | 23 307    | 24 897    | 18 277    | 12 894    | 79 375  |
| Usługi                         | 2 252  | 1 640     | 1 401     | 1 353     | 6 646     | 5 535   |
| Rolnictwo                      | 6 135  | 5 423     | 4 793     | 4 237     | 20 588    | 17 148  |
| Sektor energetyczny            | 39 079 | 54 634    | 35 572    | 85 761    | 215 047   | 179 117 |
|                                | 5 692  | 22 249    | 15 095    | 23 905    | 66 942    | 55 757  |
| Sektor ciepłowniczy            | 1 204  | 1 486     | 2 034     | 2 849     | 7 573     | 6 308   |
|                                | 9 605  | 10 805    | 10 805    | 10 805    | 42 021    | 35 000  |
| Sektor gazowy (w tym biometan) |        | 24 324    | 16 136    | 9 605     | 7 204     | 57 268  |
| Sektor paliw płynnych          |        | 11 917    | 12 004    | 12 074    | 9 605     | 45 600  |
| Górnictwo                      | 2 309  | 2 064     | 1 824     | 1 612     | 7 809     | 6 504   |

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

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

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

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

### 5.1. Obecne nakłady inwestycyjne na badania nad ograniczeniem emisji

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

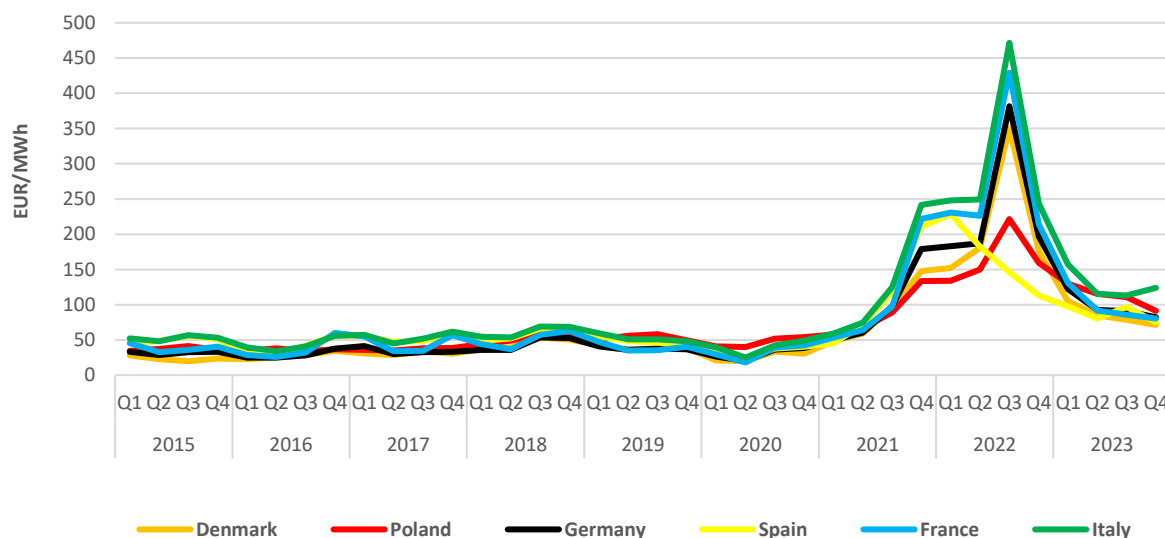
Tabela 5.1. Nakłady na badania i rozwój w poszczególnych sektorach technologii ograniczających emisje (mln EUR'2024)

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

Źródło: MAE

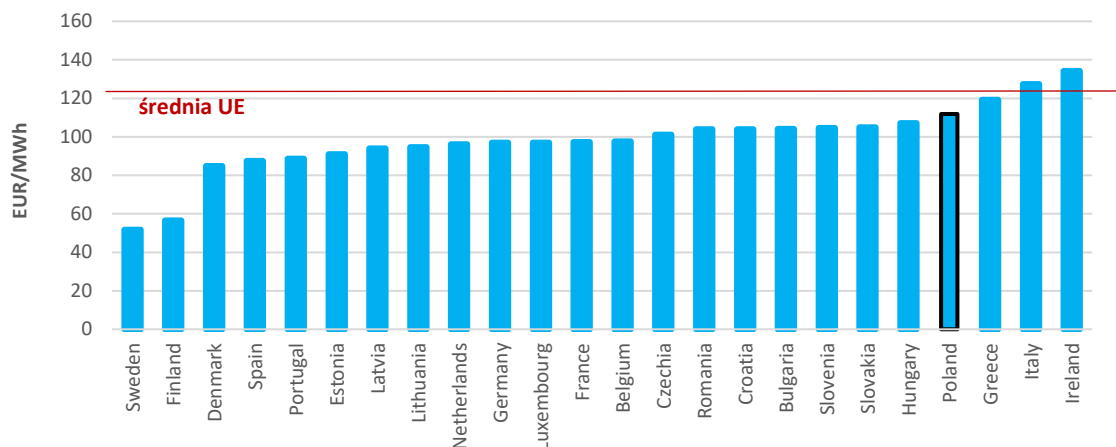
## 5.2. Obecne ceny hurtowe i detaliczne energii elektrycznej na tle państw regionu i średniej UE

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



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

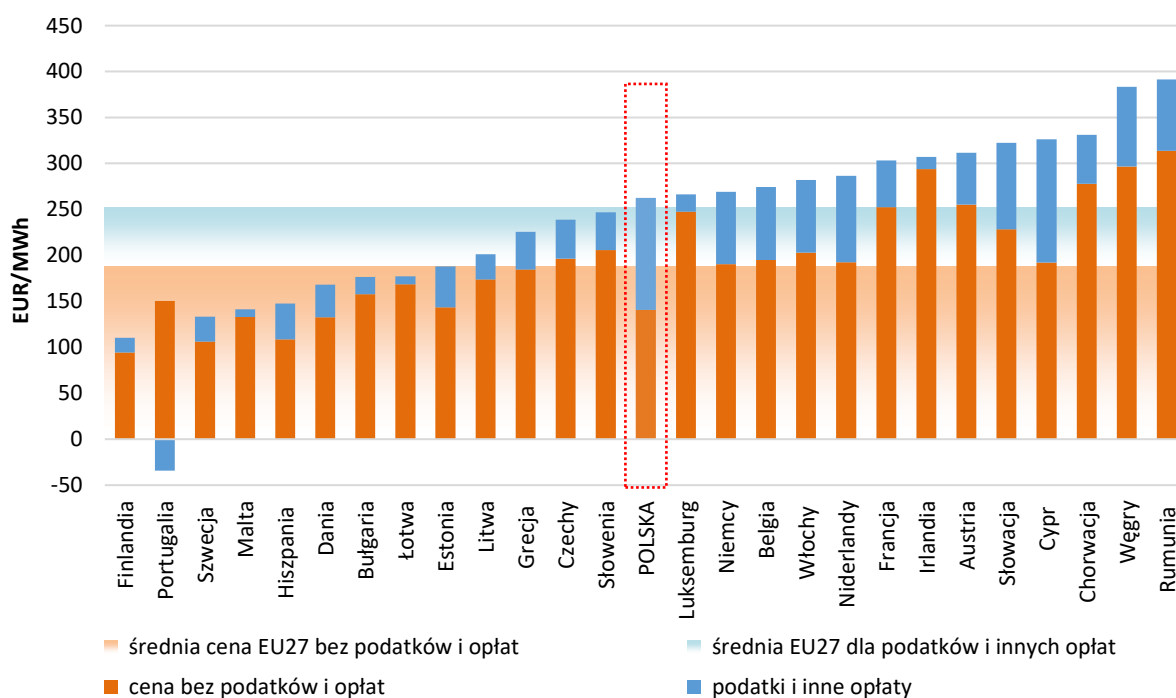
Źródło: Ember, ENTSO-e



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

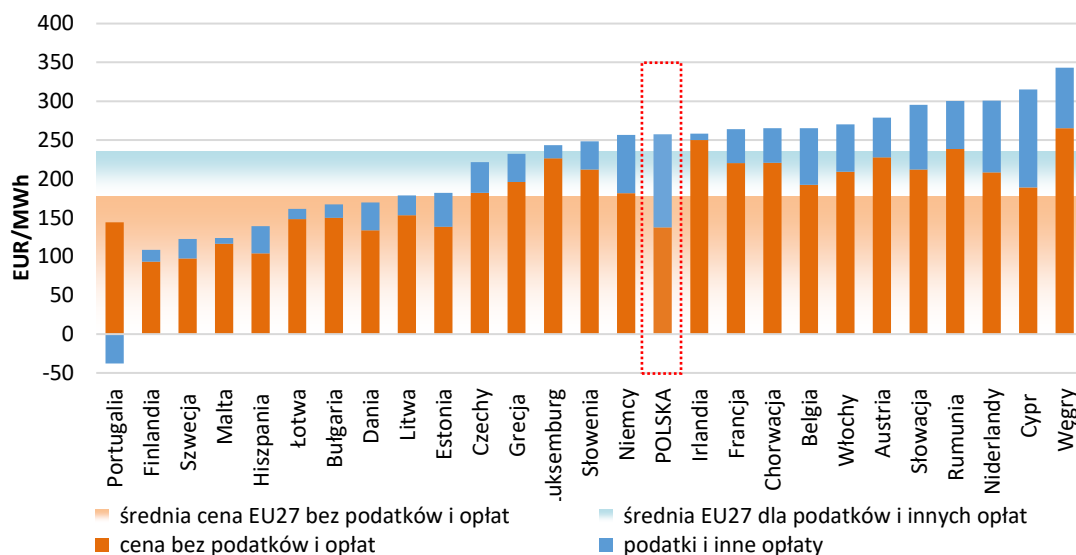
Źródło: Ember, ENTSO-e

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



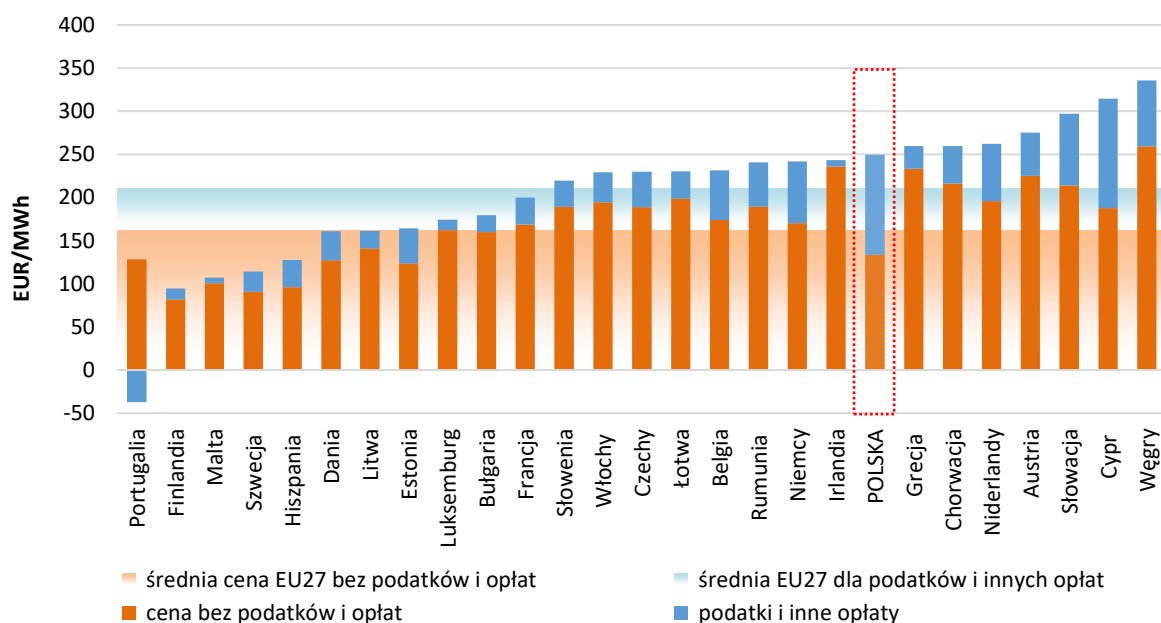
Rysunek 5.3. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych za I półrocze 2023 r. - kategoria IC (500 – 1 999 MWh)

Źródło: Eurostat



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

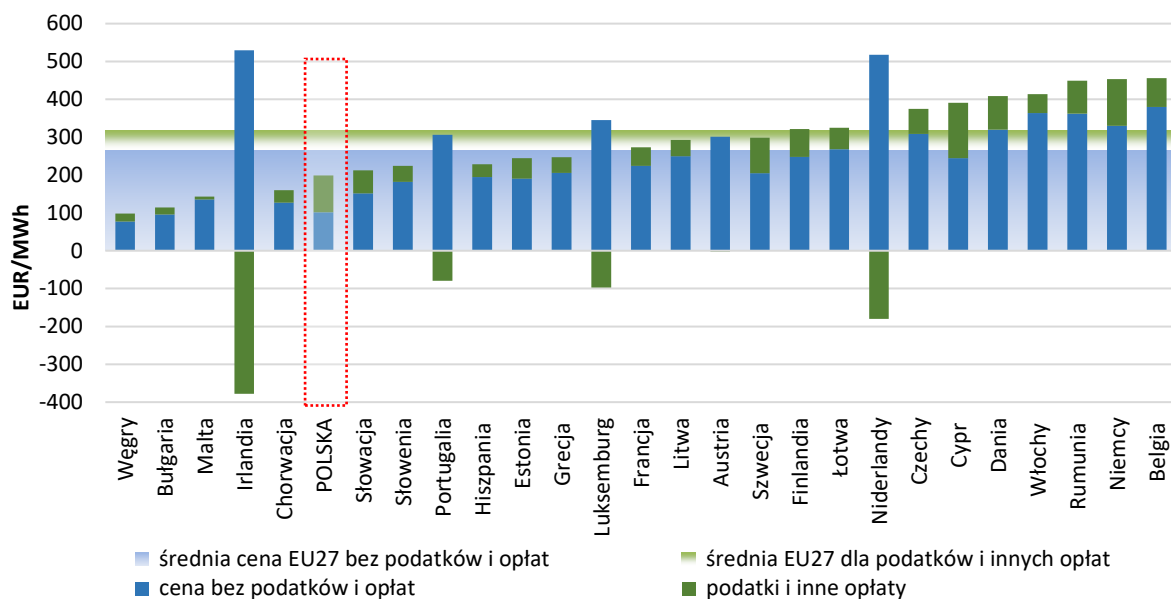
Źródło: Eurostat



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

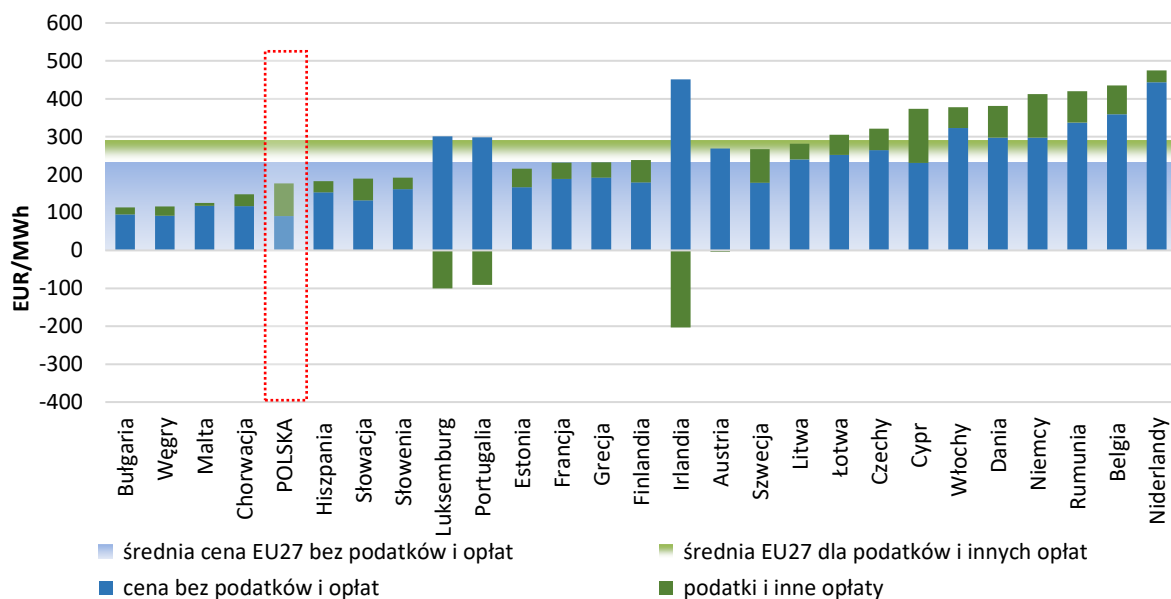
Źródło: Eurostat

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



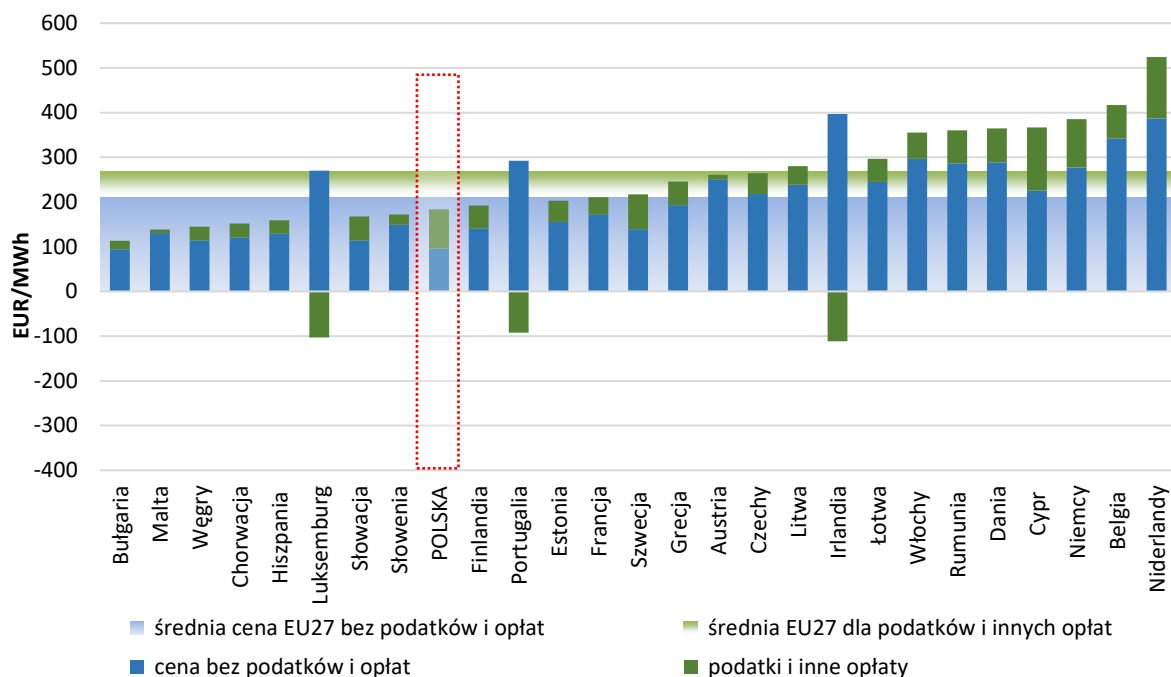
Rysunek 5.6. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych za I półrocze 2023 r.- kategoria DB (1 000 – 2 499 kWh)

Źródło: Eurostat



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

Źródło: Eurostat



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

Źródło: Eurostat

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

# Wykaz regulacji UE (i nazwy zwyczajowe)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

**rozporządzenie Nature Restoration Law, NRL** – rozporządzenie (UE) 2024/1991 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 24 czerwca 2024 r. w sprawie odbudowy zasobów przyrodniczych i zmiany rozporządzenia (UE) 2022/869, [link](#)

rozporządzenie ws. ram certyfikacji pochłaniania CO<sub>2</sub> – rozporządzenie PE i Rady (UE) 2024/3012 z dnia 27 listopada 2024 r. w sprawie ustanowienia unijnych ram certyfikacji trwałego pochłaniania dwutlenku węgla, technik węglochłonnych oraz składowania dwutlenku węgla w produktach, [link](#)

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

## Wykaz skrótów

|           |                                                                                                                                                                                              |
|-----------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| aKPEiK    | – aktualizacja Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030                                                                                                                  |
| BAT       | – ang. <i>Best Available Technology</i> – najlepsza dostępna technologia                                                                                                                     |
| BECSS     | – ang. <i>Bioenergy with Carbon Capture and Storage</i> – technologia wykorzystania bioenergii z wychwytywaniem i składowaniem dwutlenku węgla                                               |
| BREF      | – ang. <i>Best Available Techniques Reference</i> – dokumenty referencyjne BAT                                                                                                               |
| 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       | – <b>ang.</b> <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 <sub>2</sub> |
| 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                                                                                                                                                         |

|                    |                                                                                                                                                                                                                        |
|--------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>LCP</b>         | - ang. <i>Large Combustion Plants</i> – dyrektywa 2001/80/WE w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania paliw                                                       |
| <b>LNG</b>         | - ang. <i>Liquefied Natural Gas</i> – skroplony gaz ziemny                                                                                                                                                             |
| <b>LPG</b>         | - ang. <i>Liquefied Petroleum Gas</i> – skroplony gaz petrochemiczny                                                                                                                                                   |
| <b>LULUCF</b>      | - ang. ang. <i>Land Use, Land Use Change and Forestry</i> , użytkowanie gruntów, zmianą użytkowania gruntów i leśnictwo.                                                                                               |
| <b>MAE</b>         | - Międzynarodowa Agencja Energetyczna                                                                                                                                                                                  |
| <b>MAED</b>        | - ang. <i>Model for Analysis of Energy Demand</i> – model do analizy zapotrzebowania na energię                                                                                                                        |
| <b>ME</b>          | - minister właściwy ds. energii                                                                                                                                                                                        |
| <b>MESSAGE</b>     | - 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                   |
| <b>MEW</b>         | - małe elektrownie wodne o mocy do 5 MW                                                                                                                                                                                |
| <b>MF</b>          | - minister właściwy ds. finansów publicznych                                                                                                                                                                           |
| <b>MSR</b>         | - ang. <i>Market Stability Reserve</i> - Mechanizm Rezerwy Stabilizacyjnej                                                                                                                                             |
| <b>nJWCD</b>       | - jednostki wytwórcze niebędące jednostkami wytwórczymi centralnie dysponowanymi                                                                                                                                       |
| <b>NBP</b>         | - Narodowy Bank Polski                                                                                                                                                                                                 |
| <b>NCV</b>         | - ang. <i>net calorific value</i> - wartość opałowa paliwa                                                                                                                                                             |
| <b>NEC</b>         | - 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 |
| <b>NFR</b>         | - ang. <i>Nomenclature for Reporting</i> – format podziału źródeł emisji na kategorie stosowany w ramach konwencji CLRTAP                                                                                              |
| <b>NMLZO</b>       | - niemetanowe lotne związki organiczne                                                                                                                                                                                 |
| <b>NREL</b>        | - National Renewable Energy Laboratory                                                                                                                                                                                 |
| <b>OOL</b>         | - olej opałowy lekki                                                                                                                                                                                                   |
| <b>OPEX</b>        | - ang. <i>operating expenditures</i> - wydatki operacyjne                                                                                                                                                              |
| <b>OSP</b>         | - operator systemu przesyłowego                                                                                                                                                                                        |
| <b>OZE</b>         | - odnawialne źródła energii                                                                                                                                                                                            |
| <b>PE</b>          | - Parlament Europejski                                                                                                                                                                                                 |
| <b>PEP</b>         | - Polityka energetyczna Polski                                                                                                                                                                                         |
| <b>PIG</b>         | - Państwowy Instytut Górniczy – Państwowy Instytut Badawczy                                                                                                                                                            |
| <b>PKB</b>         | - Produkt Krajowy Brutto                                                                                                                                                                                               |
| <b>PKB/Ma</b>      | - wskaźnik PKB na mieszkańca                                                                                                                                                                                           |
| <b>pkm</b>         | - pasażerokilometry                                                                                                                                                                                                    |
| <b>PPEJ</b>        | - Program polskiej energetyki jądrowej                                                                                                                                                                                 |
| <b>PPP</b>         | - ang. <i>Purchasing Power Parities</i> – parytet siły nabywczej                                                                                                                                                       |
| <b>RE</b>          | - Rada Europejska                                                                                                                                                                                                      |
| <b>RES</b>         | - ang. <i>Renewable Energy Sources</i> – energia ze źródeł odnawialnych                                                                                                                                                |
| <b>RES-OS</b>      | - udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto (denominator wskaźnika w skali kraju – Overall Share)                                                                                        |
| <b>RES-E</b>       | - udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w obszarze elektroenergetycznym (denominator wskaźnika sektorowego)                                                                          |
| <b>RES-H&amp;C</b> | - udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w obszarze ciepłowniczo-chłodniczym (denominator wskaźnika sektorowego)                                                                      |
| <b>RES-T</b>       | - udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w obszarze transportowym (denominator wskaźnika sektorowego)                                                                                 |
| <b>RFNBO</b>       | - paliwa odnawialne pochodzenia niebiologicznego, w tym wodór odnawialny pochodzenia niebiologicznego „wodór RFNBO”, w rozumieniu dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r.   |

w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz.U. L 328 z 21.12.2018, s. 82, ze zm.) oraz rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) 2023/1184 z dnia 10 lutego 2023 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 przez ustanowienie unijnej metodyki określającej szczegółowe zasady produkcji odnawialnych ciekłych i gazowych paliw transportowych pochodzenia niebiologicznego (Dz.U. L 157 z 20.6.2023, str. 11)

- |                 |   |                                                                                                                          |
|-----------------|---|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>SOR</b>      | - | Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do 2030 r.                                                                   |
| <b>SMR</b>      | - | ang. <i>Small Modular Reactor</i> - reaktor jądrowy o mocy do 300 MWe                                                    |
| <b>STEAM-PL</b> | - | ang. <i>Set of Tools for Energy Demand Analysis and Modelling</i> – model zapotrzebowania na paliwa i energię dla Polski |
| <b>TG</b>       | - | turbiny gazowe                                                                                                           |
| <b>tkm</b>      | - | tonokilometry                                                                                                            |
| <b>WAM</b>      | - | ang. <i>with additional measures</i> – scenariusz z dodatkowymi politykami i działaniami                                 |
| <b>WEM</b>      | - | ang. <i>with existing measures</i> – scenariusz wdrożonych polityk i działań                                             |

# Spis tabel

|                                                                                                                                                                                                 |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 1.1. Emisje gazów cieplarnianych w latach 1988-2022 według sektorów [Mt CO <sub>2</sub> eq].....                                                                                         | 7  |
| Tabela 1.2. Emisje gazów cieplarnianych w sektorze 1A. Spalanie paliw [Mt CO <sub>2</sub> eq] .....                                                                                             | 8  |
| Tabela 1.3. Porównanie emisji w sektorach non-ETS z przyznanymi rocznymi jednostkami emisji (AEA) w latach 2013-2020 (emisje wyrażone w kt CO <sub>2</sub> eq przeliczonych wg GWP z AR4) ..... | 9  |
| Tabela 1.4. Obliczenie emisji w sektorze non-ETS w 2021 i 2022 r. oraz porównanie jej z rocznymi limitami emisji (przelicznymi wg GWP z AR5) .....                                              | 9  |
| Tabela 1.5. Krajowa inwentaryzacja emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w sektorze LULUCF w latach 1988-2021 wg kat. źródłowych [kt CO <sub>2</sub> eq] .....                             | 11 |
| Tabela 1.6. Źródła danych prognoz zmian aktywności, wykorzystane do projekcji emisji gazów cieplarnianych oraz zanieczyszczeń powietrza (zgodnie z dyrektywą NEC).....                          | 12 |
| Tabela 1.7. Projekcje emisji gazów cieplarnianych według sektorów.....                                                                                                                          | 13 |
| Tabela 1.8. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w sektorze 1A. Spalanie paliw .....                                                                                                           | 14 |
| Tabela 1.9. Prognozowane emisje CO <sub>2</sub> .....                                                                                                                                           | 15 |
| Tabela 1.10. Prognozowane emisje N <sub>2</sub> O .....                                                                                                                                         | 16 |
| Tabela 1.11. Prognozowane emisje CH <sub>4</sub> .....                                                                                                                                          | 17 |
| Tabela 1.12. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w podziale na ETS i non-ETS.....                                                                                                             | 18 |
| Tabela 1.13. Projekcje emisji dwutlenku siarki, według sektorów (kategorii NFR).....                                                                                                            | 19 |
| Tabela 1.14. Projekcje emisji tlenków azotu, według sektorów (kategorii NFR) .....                                                                                                              | 20 |
| Tabela 1.15. Projekcje emisji NMLZO, według sektorów (kategorii NFR).....                                                                                                                       | 21 |
| Tabela 1.16. Projekcje emisji amoniaku, według sektorów (kategorii NFR) .....                                                                                                                   | 22 |
| Tabela 1.17. Projekcje emisji pyłu PM <sub>2,5</sub> , według sektorów (kategorii NFR).....                                                                                                     | 23 |
| Tabela 1.18. Prognozowana redukcja emisji zanieczyszczeń powietrza w latach 2025-2050 w stosunku do celów określonych w dyrektywie NEC .....                                                    | 24 |
| Tabela 1.19. Sektorowe i całkowite zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych.....                                                                                                  | 31 |
| Tabela 1.20. Sektor elektroenergetyczny .....                                                                                                                                                   | 31 |
| Tabela 1.21. Sektor ciepłownictwa i chłodnictwa .....                                                                                                                                           | 32 |
| Tabela 1.22. Sektor transportu .....                                                                                                                                                            | 33 |
| Tabela 1.23. Wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w budynkach [GWh].....                                                                                              | 34 |
| Tabela 1.24. Wytwarzanie ciepła z odnawialnych źródeł energii w budynkach [ktoe] .....                                                                                                          | 35 |
| Tabela 1.25. OZE w budynkach [ktoe] .....                                                                                                                                                       | 35 |
| Tabela 1.26. OZE w przemyśle [ktoe].....                                                                                                                                                        | 35 |
| Tabela 2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem [ktoe] .....                                                                                                                           | 37 |
| Tabela 2.2. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory (bez zużycia nieenergetycznego) [ktoe].....                                                                                          | 38 |
| Tabela 2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki [ktoe] .....                                                                                                                | 39 |
| Tabela 2.4. Zużycie nieenergetyczne w podziale na paliwa [ktoe] .....                                                                                                                           | 41 |
| Tabela 2.5. Wskaźniki intensywności zużycia energii pierwotnej względem PKB [toe/mIn EUR'2024] ..                                                                                               | 41 |
| Tabela 2.6. Wskaźniki intensywności zużycia energii pierwotnej względem PKB [toe/Ma].....                                                                                                       | 41 |
| Tabela 2.7. Wskaźniki intensywności zużycia energii finalnej w podziale na sektory [toe/mIn EUR'2024] .....                                                                                     | 42 |
| Tabela 2.8. Wsad paliwowy na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej [ktoe] .....                                                                                                   | 42 |
| Tabela 2.9. Wsad paliwowy w pozostałe procesy konwersji [ktoe] .....                                                                                                                            | 43 |
| Tabela 2.10. Procentowy udział wytwarzania skojarzonego w produkcji energii elektrycznej i ciepła ...                                                                                           | 43 |
| Tabela 2.11. Produkcja energii ciepłej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach [TJ] .....                                                                                           | 44 |
| Tabela 2.12. Produkcja energii ciepłej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach (ciepłownictwie systemowym) w podziale na paliwa [TJ] .....                                          | 44 |
| Tabela 2.13. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach grzewczych w podziale na sektory [PJ] .....                                                                                             | 46 |
| Tabela 2.14. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach ciepła w podziale na paliwa i nośniki energii [PJ] .....                                                                                | 46 |
| Tabela 3.1. Krajowy potencjał biomasy stałej dla scenariusza WEM [PJ/rok].....                                                                                                                  | 51 |
| Tabela 3.2. Jednostki energetyki zawodowej (JWCD).....                                                                                                                                          | 53 |
| Tabela 3.3. Struktura mocy zainstalowanej turbozespołów (stan na 31 grudnia 2022 r.).....                                                                                                       | 55 |

|                                                                                                                                                                |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabela 3.4 Przedsiębiorstwa według grup mocy zainstalowanej i osiągalnej [MW].....                                                                             | 56  |
| Tabela 3.5. Krajowy bilans energii 2005-2020 (Mtoe).....                                                                                                       | 57  |
| Tabela 3.6. . Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa [ktoe] – scenariusz WEM.....                                                                      | 59  |
| Tabela 3.7. Saldo importowo-eksportowe netto [ktoe].....                                                                                                       | 60  |
| Tabela 3.8. Saldo importowo-eksportowe netto energii elektrycznej [ktoe] .....                                                                                 | 61  |
| Tabela 3.9. Uzależnienie od importu z państw trzecich.....                                                                                                     | 61  |
| Tabela 3.10. Główne źródła importu (państwa) .....                                                                                                             | 62  |
| Tabela 3.11 Krajowe zużycie brutto paliw i energii [ktoe] – scenariusz WEM.....                                                                                | 64  |
| Tabela 3.12 Produkcja energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto – scenariusz WEM.....                                                                    | 65  |
| Tabela 3.13. Produkcja energii elektrycznej brutto [TWh] – scenariusz WEM .....                                                                                | 67  |
| Tabela 3.14. Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii (scenariusz WEM) [MW].....                                             | 69  |
| Tabela 4.1. Charakterystyka polskich połączeń transgranicznych systemu elektroenergetycznego .....                                                             | 73  |
| Tabela 4.2. Transgraniczna przepustowość połączeń międzysystemowych energii elektrycznej na występujących i planowanych połączeniach [MW].....                 | 78  |
| Tabela 4.3. Zdolności przesyłowe netto połączeń międzysystemowych energii elektrycznej na występujących i planowanych połączeniach [MW].....                   | 79  |
| Tabela 4.4. Poziom połączeń międzysystemowych.....                                                                                                             | 79  |
| Tabela 4.5. Parametry transgranicznych punktów wejścia i wyjścia do systemu przesyłowego gazowego .....                                                        | 82  |
| Tabela 4.6 Prognoza parametrów transgranicznych punktów wejścia do systemu przesyłowego gazowego.....                                                          | 86  |
| Tabela 4.7. Charakterystyka krajowych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych.....                                                                                | 88  |
| Tabela 4.8. Nakłady inwestycyjne w OSP ogółem [mln PLN] .....                                                                                                  | 90  |
| Tabela 4.9. Charakterystyka techniczna Krajowego Systemu Przesyłowego .....                                                                                    | 92  |
| Tabela 4.10. . Maksymalne zdolności instalacji magazynowych w sezonie 2023/2024.....                                                                           | 94  |
| Tabela 4.11. Struktura sprzedaży energii elektrycznej w elektrowniach zawodowych ciepłych .....                                                                | 100 |
| Tabela 4.12. Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym.....                                                                                             | 101 |
| Tabela 4.13. Sprzedaż gazu ziemnego (GWh).....                                                                                                                 | 103 |
| Tabela 4.14. Wydobywanie i import gazu ziemnego w latach 2005, 2010, 2015.....                                                                                 | 104 |
| Tabela 4.15. Składniki cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych.....                                                                                   | 104 |
| Tabela 4.16. Jednostkowe koszty energii elektrycznej sprzedanej .....                                                                                          | 105 |
| Tabela 4.17. Techniczny koszt wytwarzania energii elektrycznej w podziale na paliwa.....                                                                       | 105 |
| Tabela 4.18. Uśrednione ceny ciepła sieciowego i opłat za usługi dystrybucji ciepła [PLN/GJ] .....                                                             | 105 |
| Tabela 4.19. Uśrednione ceny ciepła sieciowego wytworzonego w rozróżnieniu na poszczególne paliwa [PLN/GJ] .....                                               | 105 |
| Tabela 4.20 Składniki jednostkowych kosztów ciepła w krajowym ciepłownictwie [PLN/GJ].....                                                                     | 106 |
| Tabela 4.21. Wydatki gospodarstw domowych na nośniki energii w latach 2005-2022 w cenach bieżących .....                                                       | 106 |
| Tabela 4.22. Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej [EUR'2024/MWh] – scenariusz WEM .....                                                         | 107 |
| Tabela 4.23. Jednostkowe koszty wytwarzania wodoru w procesie elektrolizy [EUR'2024/kg] – scenariusz WEM .....                                                 | 107 |
| Tabela 4.24. Ceny energii elektrycznej z podziałem na sektor [EUR'2024/kWh] – scenariusz WEM...107                                                             | 107 |
| Tabela 4.25. Krajowe ceny detaliczne paliw – gaz ziemny [EUR'2024/ktoe] scenariusz WEM.....                                                                    | 108 |
| Tabela 4.26. Krajowe ceny detaliczne paliw – węgiel kamienny energetyczny i koksujący [EUR'2024/ktoe] scenariusz WEM .....                                     | 108 |
| Tabela 4.27. Krajowe ceny detaliczne paliw – lekki olej opałowy i olej napędowy [EUR'2024/ktoe] scenariusz WEM .....                                           | 108 |
| Tabela 4.28. Krajowe ceny detaliczne paliw – benzyna i LPG [EUR'2024/ktoe] scenariusz WEM.....                                                                 | 109 |
| Tabela 4.29. Prognozowane nakłady inwestycyjne overnight w sektorze wytwórczym w latach 2021-2040* [mld EUR'2024].....                                         | 109 |
| Tabela 4.30. Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze wytwórczym w latach 2021-2040 z uwzględnieniem kosztów kapitału w trakcie budowy [mld EUR'2024]..... | 110 |

|                                                                                                                      |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabela 4.31. Prognozowane nakłady inwestycyjne w podsektorze przesyłu i dystrybucji [mld EUR'2024]                   | 111 |
| Tabela 4.32. Projekty infrastruktury przesyłowej gazu zrealizowane przy wsparciu POIiŚ 2014-2020                     | 111 |
| Tabela 4.33. Nakłady inwestycyjne w sektorach paliwowo-energetycznych [mln EUR'2024] dla scenariusza WEM             | 113 |
| Tabela 5.1. Nakłady na badania i rozwój w poszczególnych sektorach technologii ograniczających emisje (mln EUR'2024) | 114 |

## Spis wykresów i rysunków

|                                                                                                                                                                                                      |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Rysunek 1.1. Emisje gazów cieplarnianych w latach 1988-2022 (z uwzględnieniem emisji pośredniej CO <sub>2</sub> i wyłączeniem emisji i pochłaniania z LULUCF) wg gazów                               | 5  |
| Rysunek 1.2. Zagregowane saldo emisji gazów cieplarnianych sektora LULUCF w latach 1988-2021 wg kategorii źródłowych                                                                                 | 10 |
| Rysunek 1.3. Emisje historyczne (1990-2020) oraz projekcje emisji gazów cieplarnianych (z uwzględnieniem emisji pośredniej CO <sub>2</sub> i wyłączeniem emisji i pochłaniania z LULUCF) wg sektorów | 13 |
| Rysunek 1.4. Udział OZE w ujęciu krajowym                                                                                                                                                            | 24 |
| Rysunek 1.5. Porównanie udziałów OZE w poszczególnych sektorach gospodarki                                                                                                                           | 25 |
| Rysunek 1.6. Udział OZE w finalnym zapotrzebowaniu brutto oraz w poszczególnych sektorach gospodarki                                                                                                 | 27 |
| Rysunek 1.7. Produkcja energii elektrycznej z OZE w podziale na technologie - sektor elektroenergetyczny [ktoe]                                                                                      | 27 |
| Rysunek 1.8. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - ciepłownictwo i chłodnictwo [ktoe]                                                                                    | 28 |
| Rysunek 1.9. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - sektor transportu [ktoe]                                                                                              | 29 |
| Rysunek 1.10. Struktura zużycia paliw z OZE i energii elektrycznej (nie tylko z OZE) w transporcie pasażerskim z uwzględnieniem sprawności przetwarzania energii*                                    | 29 |
| Rysunek 1.11. Struktura zużycia paliw z OZE i energii elektrycznej (nie tylko z OZE) w transporcie towarowym z uwzględnieniem sprawności przetwarzania energii*                                      | 30 |
| Rysunek 2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem w latach 2011-2021                                                                                                                         | 36 |
| Rysunek 2.2. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem                                                                                                                                            | 38 |
| Rysunek 2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory (bez zużycia nieenergetycznego)                                                                                                          | 39 |
| Rysunek 2.4. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki                                                                                                                                 | 40 |
| Rysunek 2.5. Produkcja ciepła systemowego w podziale na paliwa [PJ]                                                                                                                                  | 45 |
| Rysunek 3.1. Wydobycie węgla kamiennego w Polsce w latach 1990-2024                                                                                                                                  | 49 |
| Rysunek 3.2. Zasoby i wydobycie węgla brunatnego w Polsce w latach 1990-2024                                                                                                                         | 49 |
| Rysunek 3.3. Zasoby i wydobycie gazu ziemnego w Polsce w latach 1990-2024                                                                                                                            | 50 |
| Rysunek 3.4. Struktura wiekowa turbozespołów w odniesieniu do mocy zainstalowanej w KSE (stan na 31 grudnia 2022 r.)                                                                                 | 54 |
| Rysunek 3.5. Struktura wiekowa kotłów w odniesieniu do wydajności urządzeń w KSE (stan na 31 grudnia 2022 r.)                                                                                        | 54 |
| Rysunek 3.6. Struktura wydajności kotłów energetycznych (stan na 31 grudnia 2022 r.)                                                                                                                 | 55 |
| Rysunek 3.7. Struktura przedsiębiorstw ciepłowniczych według mocy zainstalowanej [MW] w źródłach ciepła w 2022 r.                                                                                    | 56 |
| Rysunek 3.8. Krajowy bilans energii 2005-2020                                                                                                                                                        | 58 |
| Rysunek 3.9. Produkcja energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto - scenariusz WEM                                                                                                              | 65 |
| Rysunek 3.10. Produkcja energii elektrycznej brutto w Polsce z podziałem na paliwa (scenariusz WEM)                                                                                                  | 68 |
| Rysunek 3.11. Moc osiągalna źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii (scenariusz WEM)                                                                                                  | 71 |



|                                                                                                                                               |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Rysunek 4.1. Ogólny schemat połączeń transgranicznych systemu elektroenergetycznego .....                                                     | 74  |
| Rysunek 4.2. Bilans handlowych i rzeczywistych przepływów energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami w 2023 r. [GWh].....          | 75  |
| Rysunek 4.3. Krajowy system przesyłowy gazu .....                                                                                             | 81  |
| Rysunek 4.4. Poglądowy schemat lokalizacji podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego .....                                         | 82  |
| Rysunek 4.5. Połączenie międzysystemowe sieci gazowej.....                                                                                    | 85  |
| Rysunek 4.6. Schemat sieci przesyłowej z naniesionymi obszarami działania poszczególnych oddziałów PSE S.A (stan na 31.12.2023 r.) .....      | 90  |
| Rysunek 4.7. Schemat sieci przesyłowej ze zmianami wynikającymi z realizacji planowanych zadań inwestycyjnych wg scenariusza .....            | 91  |
| Rysunek 4.8. System przesyłowy gazu ziemnego .....                                                                                            | 94  |
| Rysunek 4.9. Najważniejsze inwestycje planowane w perspektywie do 2033 r. ....                                                                | 95  |
| Rysunek 4.10. Poglądowy układ infrastruktury spółki PERN S.A. (stan na 2024 r.) .....                                                         | 97  |
| Rysunek 4.11. Kierunki importu benzyn silnikowych w latach 2005, 2010, 2015 i 2020 .....                                                      | 98  |
| Rysunek 4.12. Produkcja ogółem energii elektrycznej w latach 2005-2022 .....                                                                  | 99  |
| Rysunek 4.13. Produkcja energii elektrycznej wg nośników energii w latach 2005, 2010, 2015, 2016 .....                                        | 100 |
| Rysunek 4.14. Sprzedaż gazu ziemnego odbiorcom przemysłowym i gospodarstwom domowym w latach 2005, 2010, 2015, 2020, 2022 (GWh).....          | 103 |
| Rysunek 4.15. Struktura sprzedaży gazu odbiorcom końcowym w podziale na sektory (GWh) – stan na koniec 2022 r.....                            | 103 |
| Rysunek 5.1. Ceny hurtowe energii elektrycznej z Rynku Dnia Następnego w wybranych krajach UE w latach 2015-2023 .....                        | 114 |
| Rysunek 5.2. Ceny hurtowe energii elektrycznej z Rynku Dnia Następnego w krajach UE w 2023 r....                                              | 115 |
| Rysunek 5.3. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych za I półrocze 2023 r. - kategoria IC (500 – 1 999 MWh).....                | 115 |
| Rysunek 5.4. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych za I półrocze 2023 r.- kategoria ID (2 000 - 19 999 MWh).....              | 116 |
| Rysunek 5.5. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych za I półrocze 2023 r. - kategoria IE (20 000 – 69 999 MWh).....            | 116 |
| Rysunek 5.6. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych za I półrocze 2023 r.- kategoria DB (1 000 – 2 499 kWh) .....  | 117 |
| Rysunek 5.7. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych za I półrocze 2023 r.- kategoria DC (2 500 – 4 999 kWh) .....  | 117 |
| Rysunek 5.8. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych za I półrocze 2023 r.- kategoria DD (5 000 – 14 999 MWh) ..... | 118 |