

# Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r.

z perspektywą do 2040 r.

(aktualizacja Krajowego planu na rzecz energii i klimatu  
na lata 2021-2030 z 2019 r.)



Ministerstwo  
Energii

# Spis treści

|                                                                                                                          |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Słowo wstępu .....                                                                                                       | 5   |
| STRESZCZENIE .....                                                                                                       | 6   |
| I. WPROWADZENIE .....                                                                                                    | 20  |
| A) Czym jest KPEiK i w jakim celu został opracowany .....                                                                | 20  |
| B) Jak zbudowany jest KPEiK .....                                                                                        | 22  |
| C) Scenariusz WEM i WAM .....                                                                                            | 25  |
| II. ZAŁOŻENIA I CELE ORAZ POLITYKI OBSZAROWE .....                                                                       | 27  |
| 1. Obniżenie emisyjności .....                                                                                           | 28  |
| Obszar 1.1. Redukcja emisji gazów cieplarnianych i wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii (cele ogólne) .....  | 29  |
| Cel 1.1.1. Ograniczanie emisji gazów cieplarnianych z gospodarki (cel ogólny) .....                                      | 30  |
| Cel 1.1.2. Ograniczanie emisji gazów cieplarnianych w sektorach non-ETS (ESR) i szacowana redukcja w sektorach ETS ..... | 33  |
| Cel 1.1.3. Wzrost udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto ogółem (cel ogólny) .....                                | 35  |
| Obszar 1.2. Dekarbonizacja i rozwój OZE według sektorów .....                                                            | 37  |
| Cel 1.2.1. Redukcja emisji GHG w sektorze elektroenergetycznym, w tym rozwój OZE .....                                   | 38  |
| Cel 1.2.2. Redukcja emisji GHG z ciepłownictwa, w tym rozwój OZE .....                                                   | 43  |
| Cel 1.2.3. Redukcja emisji GHG z transportu, w tym rozwój OZE i elektromobilności .....                                  | 50  |
| Cel 1.2.4. Redukcja emisji GHG w przemyśle .....                                                                         | 61  |
| Cel 1.2.5. Redukcja emisji GHG w rolnictwie .....                                                                        | 69  |
| Obszar 1.3. Udział sektora LULUCF w wypełnianiu celów redukcyjnych .....                                                 | 72  |
| Cel 1.3.1. Dążenie do zwiększenia pochłaniania gazów cieplarnianych przez sektor LULUCF .....                            | 72  |
| Obszar 1.4. Poprawa jakości środowiska .....                                                                             | 76  |
| Cel 1.4.1. Cel w zakresie jakości powietrza .....                                                                        | 76  |
| Cel 1.4.2. Cel w zakresie stanu wód .....                                                                                | 80  |
| Cel 1.4.3. Cel w zakresie stanu gleb .....                                                                               | 83  |
| Cel 1.4.4. Cel w zakresie odpadów .....                                                                                  | 86  |
| Obszar 1.5. Gospodarka o obiegu zamkniętym .....                                                                         | 89  |
| Cel 1.5.1. Wspieranie transformacji w kierunku gospodarki o obiegu zamkniętym .....                                      | 89  |
| Obszar 1.6. Adaptacja do zmian klimatu .....                                                                             | 92  |
| Cel 1.6.1. Dążenie do adaptacji do zmian klimatu .....                                                                   | 92  |
| 2. Poprawa efektywności energetycznej .....                                                                              | 96  |
| Obszar 2.1. Poprawa efektywności energetycznej w gospodarce .....                                                        | 97  |
| Cel 2.1.1. Wkład Polski w zakresie zużycia energii pierwotnej .....                                                      | 99  |
| Cel 2.1.2. Wkład Polski w zakresie finalnego zużycia energii .....                                                       | 100 |
| Cel 2.1.3. Generowanie oszczędności finalnego zużycia energii .....                                                      | 104 |

|                                                                                                                              |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Cel 2.1.4. Zmniejszenie finalnego zużycia energii przez instytucje publiczne .....                                           | 106 |
| Obszar 2.2. Niskoemisyjne budownictwo.....                                                                                   | 107 |
| Cel 2.2.1. Redukcja potrzeb energetycznych istniejących budynków .....                                                       | 108 |
| Cel 2.2.2. Nowe budownictwo bezemisyjne .....                                                                                | 111 |
| 3. Bezpieczeństwo energetyczne .....                                                                                         | 113 |
| Obszar 3.1. Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego – cel ogólny .....                                                     | 114 |
| Cel 3.1.1. Zapewnienie niezależności energetycznej.....                                                                      | 114 |
| Cel 3.1.2. Perspektywiczne pokrywanie zapotrzebowania na surowce krytyczne .....                                             | 116 |
| Obszar 3.2. Pokrycie zapotrzebowania na węgiel.....                                                                          | 118 |
| Cel 3.2.1. Zapewnienie podaży na węgiel kamienny energetyczny i koksowy .....                                                | 118 |
| Cel 3.2.2. Stopniowe odchodzenie od węgla brunatnego .....                                                                   | 122 |
| Obszar 3.3. Pokrycie zapotrzebowania na gaz ziemny .....                                                                     | 123 |
| Cel 3.3.1. Dywersyfikacja dostaw (importu) gazu ziemnego .....                                                               | 123 |
| Cel 3.3.2. Utrzymanie krajowego wydobycia gazu ziemnego.....                                                                 | 124 |
| Cel 3.3.3. Zapewnienie odpowiedniego stanu i rozwoju infrastruktury przesyłu, magazynowania i dystrybucji gazu ziemnego..... | 125 |
| Cel 3.3.4. Zapewnienie gotowości do radzenia sobie z ograniczeniami w dostawach gazu ziemnego.....                           | 128 |
| Obszar 3.4. Pokrycie zapotrzebowania na odnawialne paliwa gazowe – biometan oraz wodór 130                                   |     |
| Cel 3.4.1. Zapewnienie warunków rozwoju krajowej produkcji biometanu .....                                                   | 130 |
| Cel 3.4.2. Zapewnienie warunków rozwoju krajowej produkcji wodoru .....                                                      | 132 |
| Cel 3.4.3. Zapewnienie rozwoju infrastruktury do transportu i magazynowania wodoru oraz jego pochodnych.....                 | 134 |
| Obszar 3.5. Pokrycie zapotrzebowania na ropę naftową i paliwa ciekłe.....                                                    | 135 |
| Cel 3.5.1. Dywersyfikacja dostaw (importu) ropy naftowej .....                                                               | 136 |
| Cel 3.5.2. Zapewnienie odpowiedniego stanu i rozwoju infrastruktury paliwowej.....                                           | 137 |
| Obszar 3.6. Pokrycie zapotrzebowania na biomasę .....                                                                        | 138 |
| Obszar 3.7. Perspektywiczne pokrycie zapotrzebowania na paliwo jądrowe.....                                                  | 140 |
| Cel 3.7.1. Zapewnienie bezpiecznych dostaw (importu) paliwa jądrowego .....                                                  | 141 |
| Cel 3.7.2. Inwentaryzacja krajowych złóż uranu .....                                                                         | 142 |
| Obszar 3.8. Pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną.....                                                             | 142 |
| Cel 3.8.1. Zapewnienie wystarczalności mocy.....                                                                             | 143 |
| Cel 3.8.2. Zapewnienie elastyczności systemu elektroenergetycznego dla lepszej integracji OZE .....                          | 146 |
| Cel 3.8.3. Rozwój infrastruktury przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej.....                                            | 149 |
| Cel 3.8.4. Zapewnienie gotowości do zapobiegania i radzenia sobie z ograniczeniami w dostawach energii elektrycznej .....    | 153 |
| 4. Wewnętrzny rynek energii oraz społeczny aspekt transformacji .....                                                        | 155 |
| Obszar 4.1. Międzysystemowa wymiana energii .....                                                                            | 156 |
| Cel 4.1.1. Zapewnienie warunków wymiany międzysystemowej energii elektrycznej .....                                          | 156 |
| Cel 4.1.2. Zapewnienie warunków wymiany międzysystemowej gazu ziemnego .....                                                 | 159 |

|                                                                                                                                  |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Obszar 4.2. Rozwój energetyki rozproszonej .....                                                                                 | 160 |
| Cel 4.2.1. Rozwój i integracja prosumentów .....                                                                                 | 160 |
| Cel 4.2.2. Rozwój i integracja energetycznych społeczności lokalnych .....                                                       | 162 |
| Obszar 4.3. Sprawiedliwa transformacja i ochrona konsumentów .....                                                               | 164 |
| Cel 4.3.1. Redukcja ubóstwa energetycznego .....                                                                                 | 165 |
| Cel 4.3.2. Redukcja ubóstwa transportowego .....                                                                                 | 169 |
| Cel 4.3.3. Wsparcie regionów węglowych i wysokoemisyjnych .....                                                                  | 171 |
| Cel 4.3.4. Tworzenie zielonych miejsc pracy .....                                                                                | 174 |
| Cel 4.3.5. Zachowanie równowagi społecznej i ekonomicznej .....                                                                  | 176 |
| 5. Badania naukowe, innowacje i konkurencyjność .....                                                                            | 178 |
| Cel 5.1.1. Zapewnienie środków na transformację energetyczną oraz na badania i rozwój .....                                      | 179 |
| Cel 5.1.2. Rozwój innowacji i technologii w obszarach sprzyjających transformacji do gospodarki<br>neutralnej klimatycznie ..... | 181 |
| Cel 5.1.3. Rozwój kompetencji kadr na potrzeby transformacji klimatyczno-energetycznej .....                                     | 183 |
| Cel 5.1.4. Wzmocnienie konkurencyjności Polski wynikające z realizacji aKPEiK .....                                              | 187 |
| Cel 5.1.5. Cyfryzacja procesów oraz przyjazny środowisku sektor ICT .....                                                        | 193 |
| III. DZIAŁANIA .....                                                                                                             | 195 |
| 1. Obniżenie emisyjności .....                                                                                                   | 196 |
| 2. Efektywność energetyczna .....                                                                                                | 253 |
| 3. Bezpieczeństwo energetyczne .....                                                                                             | 263 |
| 4. Wewnętrzny rynek energii i społeczne aspekty transformacji .....                                                              | 274 |
| 5. Badania naukowe, innowacje i konkurencyjność .....                                                                            | 285 |
| IV. Sposób opracowania, realizacji i monitorowania aKPEiK .....                                                                  | 290 |
| A) Proces przygotowania dokumentu .....                                                                                          | 290 |
| B) Proces konsultacji .....                                                                                                      | 294 |
| C) Instytucje zaangażowane w opracowanie i realizację KPEiK .....                                                                | 295 |
| D) Monitorowanie realizacji aKPEiK .....                                                                                         | 297 |
| V. Współpraca w regionie europejskim .....                                                                                       | 299 |
| Wykaz regulacji UE (i nazwy zwyczajowe) .....                                                                                    | 303 |
| Wykaz skrótów .....                                                                                                              | 308 |
| Wykaz wykresów tabel i rysunków .....                                                                                            | 311 |



# Słowo wstępu



Szanowni Państwo,

oddajemy w Wasze ręce Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 roku z perspektywą do 2040 roku (KPEiK) – dokument, który wyznacza kierunki rozwoju Polski w nadchodzącej dekadzie oraz pokazuje, jak skutecznie wykorzystać szanse transformacji energetycznej w na rzecz całego kraju. To nie tylko plan strategicznych działań w obszarze energetyki – to impuls do zmian, które będą kształtować i rozwijać polską gospodarkę, społeczeństwo i środowisko.

Transformacja energetyczna jest jednym z najważniejszych procesów, jakie przechodzi Polska w XXI wieku. To więcej niż zmiana technologiczna. To strategiczny wybór, który zadecyduje o bezpieczeństwie energetycznym, ekonomicznym i żywnościowym naszego kraju oraz stanie środowiska, konkurencyjności gospodarki i jakości życia obywateli w długiej perspektywie. KPEiK tworzy pokoleniową szansę na przyspieszenie zrównoważonego rozwoju, wprowadzenie nowoczesnych technologii i budowę przyszłości, w której Polska wejdzie na stałe do grona gospodarczych liderów Europy.

Naszym priorytetem jest wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego i rozwój ekonomiczny. Budujemy system energetyczny odporny na wstrząsy geopolityczne i cenowe, który zapewni stabilne dostawy energii dla przemysłu i gospodarstw domowych. Jednocześnie zdajemy sobie sprawę, że niskoemisyjna transformacja musi być sprawiedliwa - jej koszty i korzyści powinny być rozłożone równomiernie, tak aby każdy obywatel i każde przedsiębiorstwo mogło aktywnie uczestniczyć w tej zmianie, korzystając z nowych możliwości, bez obawy o nadmierne obciążenia.

Realizacja celów KPEiK wymaga zdeterminowanego wdrażania działań oraz równoczesnego monitorowania postępów i elastyczności w reagowaniu na zmieniające się warunki geopolityczne, w tym na ryzyka ograniczenia dostaw, dostępu do surowców krytycznych czy strategicznych. Takie podejście uzasadnia potrzebę ochrony złóż zasobów naturalnych i zachowania co najmniej częściowego dostępu do kopalnych surowców energetycznych, jak również infrastruktury i kompetencji.

Wdrażanie działań, polityk i celów KPEiK będzie poddawane sprawozdawczości w cyklach dwuletnich, przy czym pierwsze sprawozdanie zostanie przygotowane w 2027 roku. Aby skutecznie realizować cele transformacyjne, w 2028 roku Krajowy Plan zostanie poddany przeglądowi i w zależności od potrzeb - aktualizacji, odwzorowując bieżące uwarunkowania rynkowe, geopolityczne, technologiczne i społeczne. Okresowa aktualizacja dokumentu jest niezbędna, aby zapewnić skuteczność polityki energetyczno-klimatycznej państwa.

Traktujemy KPEiK jako kompas, wskazujący cele i kierunki działań dla polskiego państwa. Narzędzie, które pozwala zmienić pojawiające się problemy w wyzwania. A wyzwania – w sukcesy. Wierzę, że wspólnie: rząd, samorządy, przedsiębiorcy i obywatele, zbudujemy bezpieczny, nowoczesny i wzmacniający konkurencyjność gospodarki system energetyczny.

Oddajemy Wam dokument kompletny. Jestem przekonany, że wprowadzenie go w życie zapewni Polsce bezpieczeństwo i niezależność energetyczną na kolejne dekady.

**Miłosz Motyka**

Minister Energii

# STRESZCZENIE

**Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.** (dalej KPEiK) przedstawia kierunki krajowej transformacji energetyczno-klimatycznej, przy zagwarantowaniu bezpieczeństwa energetycznego, wzmacnianiu odporności i niezależności energetycznej oraz rozwoju krajowej gospodarki.

aKPEiK pokazuje krajowe cele i założenia w obszarze polityki energetyczno-klimatycznej do 2030 r. oraz prezentuje polityki i działania w pięciu wymiarach unii energetycznej UE:

1. obniżenie emisyjności,
2. poprawa efektywności energetycznej,
3. bezpieczeństwo energetyczne,
4. wewnętrzny rynek energii (i aspekty społeczne),
5. badania, innowacje i konkurencyjność.

Sprawozdanie z realizacji aKPEiK będzie opracowywane w cyklach 2-letnich. Dodatkowo na potrzeby ogólnego monitorowania określono katalog podstawowych wskaźników.

Cele i założenia KPEiK oparte zostały na dwóch scenariuszach prognostycznych.

**Scenariusz przyspieszonej transformacji** tzw. **Scenariusz WAM** (*with additional measures*) zakłada przyspieszenie dotychczasowego tempa transformacji i pozwala na realizację części zobowiązań z unijnego pakietu *Fit for 55* – zał. 1. **Scenariusz zrównoważonej transformacji** tzw. **Scenariusz WEM** (*with existing measures*) przedstawia prognozę transformacji w oparciu o aktualnie istniejące ramy prawne i inwestycyjne – zał. 2.

W KPEiK wszystkie przyjęte wskaźniki i cele zostały przedstawione w formie **przedziałów wartości, opracowanych w oparciu o oba scenariusze WEM oraz WAM**. Przyjęcie podejścia przedziałowego pozwoli na zachowanie elastyczności w planowaniu oraz uwzględnienie zmienności uwarunkowań makroekonomicznych i technologicznych, mogących wpływać na tempo oraz skalę transformacji.

aKPEiK składa się z dokumentu głównego oraz 7 załączników

- 1) **Scenariusz WAM** – scenariusz przyspieszonej transformacji
- 2) **Scenariusz WEM** – scenariusz zrównoważonej transformacji
- 3) **Założenia analityczne i metodyka prognozowania** (dla obu scenariuszy)
- 4) **Opis środków poprawy efektywności energetycznej oraz współczynnika PEF w sieci elektroenergetycznej**
- 5) **Finansowanie transformacji klimatyczno-energetycznej**
- 6) **Odniesienie do zaleceń Komisji Europejskiej do projektu aKPEiK z 29 lutego 2024 r.**
- 7) **Prognoza oddziaływania na środowisko**

## Kluczowe wyniki aKPEiK

poziomy możliwe do osiągnięcia przez Polskę w 2030 r.

### Redukcja emisji gazów cieplarnianych (GC)

|                                | WEM         | WAM        | cele dla PL wg regulacji UE |
|--------------------------------|-------------|------------|-----------------------------|
| w całej gospodarce (vs. 1990)  | -43,3%      | -52,7%     | wkład do celu UE -55%       |
| w sektorach non-ETS (vs. 2005) | -12,0%      | -19,4%     | dla Polski -17,7%           |
| w sektorach ETS (vs. 2005)     | -46,1%      | -50,9%     | wkład do celu UE -62%       |
| pochłanianie przez LULUCF      | -28,8 mln t | -46,5mln t | dla Polski – 38,098 mln t   |

### Odnawialne źródła energii (OZE)

|                                   | WEM   | WAM   |                                                                     |
|-----------------------------------|-------|-------|---------------------------------------------------------------------|
| w końcowym zużyciu energii brutto | 30,0% | 32,0% | wg Impact Assessment do projektu dyrektywy REDIII dla Polski 31-32% |
| w elektroenergetyce               | 51,6% | 53,2% | brak zobowiązań                                                     |
| w ciepłownictwie                  | 31,6% | 36,5% | przyrost o 0,8–1,1 pp. r/r                                          |
| w transporcie                     | 16,5% | 16,5% | 29% (lub 14,5% obniżenia emisji GC)                                 |

### Efektywność energetyczna

|                                                                | WEM                                     | WAM    |                                                                         |
|----------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|--------|-------------------------------------------------------------------------|
| zużycie energii pierwotnej<br>redukcja vs. prognozy PRIMES2020 | - 8,9%                                  | -13,5% | dla Polski wg formuły z dyrektywy EED: 79,9 Mtoe –14,4% vs. PRIMES 2020 |
|                                                                | przy czym Polska będzie dążyć do -14,4% |        |                                                                         |

|                                                             |                                         |       |                                                                         |
|-------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|-------|-------------------------------------------------------------------------|
| finalne zużycie energii<br>redukcja vs. prognozy PRIMES2020 | -0,6%                                   | -4,2% | dla Polski wg formuły z dyrektywy EED: 58,5 Mtoe –12,8% vs. PRIMES 2020 |
|                                                             | przy czym Polska będzie dążyć do -12,8% |       |                                                                         |



Realizacja scenariuszy **WEM** i **WAM** to inwestycje w latach 2026–2030 w przedziale  
**1039 - 1128 mld zł**

Największe inwestycje w sektorze elektroenergetycznym – przesył, dystrybucja, moce wytwórcze

**390 - 486 mld zł**  
w latach 2026-2030

Nakłady, które zostaną poniesione na transformację klimatyczno-energetyczną to inwestycje w krajową gospodarkę, miejsca pracy, unowocześnienie sektorów i poprawę konkurencyjności.

## Wymiar 1. Obniżenie emisyjności

### Redukcja emisji gazów cieplarnianych w całej gospodarce

Scenariusz **WEM** wskazuje możliwość osiągnięcia do 2030 r. ok. 43% redukcji emisji GHG dla całej gospodarki (do poziomu ok. 253,7 mln t ekw. CO<sub>2</sub>). Scenariusz **WAM** wyznacza na 2030 r. możliwość osiągnięcia ok. 53% redukcji krajowej emisji GHG (do poziomu ok. 211,7 mln t ekw. CO<sub>2</sub>).

Na 2040 r. prognozuje się redukcję o 61% emisji GHG dla scenariusza **WEM** (do poziomu ok. 174,8 mln t ekw. CO<sub>2</sub>) oraz o 75% w przypadku scenariusza **WAM** (do poziomu ok. 112,9 mln t ekw. CO<sub>2</sub>). Do realizacji celu przyczyniać się będzie podejmowanie wysiłków dekarbonizacyjnych we wszystkich sektorach gospodarki, z zachowaniem bezpieczeństwa energetycznego oraz racjonalności wydatkowania środków i obciążeń dla społeczeństwa oraz podmiotów gospodarczych.

### Redukcja emisji GC w sektorach ETS i non-ETS

- W całej UE emisje z sektorów EU ETS powinny być w 2030 r. niższe o 62% niż w 2005 r. Scenariusz **WEM** wskazuje na 2030 r. możliwość ograniczenia emisji o 46% (do ok. 113 mln t ekw. CO<sub>2</sub>) w sektorach ETS w stosunku do 2005 r. Natomiast scenariusz **WAM** prognozuje odpowiednio możliwość osiągnięcia redukcji o 51% (do ok. 102,8 mln t ekw. CO<sub>2</sub>) w 2030 r.
- Kluczową rolę w dekarbonizacji tych sektorów odegrają działania skutkujące minimalizacją kosztów zakupu uprawnień do emisji GC, w tym przyspieszenie rozwoju OZE. System ETS, w obecnym kształcie, będzie obowiązywał do czasu uzupełnienia go nowym systemem CBAM.
- W całej UE emisje z sektorów non-EU ETS powinny być w 2030 r. niższe o 40% niż w 2005 r. Dla Polski określony został wiążący cel redukcji emisji w sektorach non-ETS o 17,7% w stosunku do 2005 r. Scenariusz **WEM** wskazuje na 2030 r. cel 12,0% redukcji emisji GHG w sektorach ESR (do ok. 169,4 mln t ekw. CO<sub>2</sub>) w stosunku do poziomu z 2005 r. W scenariuszu **WAM** redukcja ta może wynieść 19,4% (do 155,1 mln t ekw. CO<sub>2</sub>) w 2030 r.
- Od 2028 r. może zacząć funkcjonować tzw. system ETS-2 dla sektora budowlanego (w tym gospodarstw domowych) i transportu drogowego (które realizują również cel non-ETS). Może on stanowić obciążenie kosztowe dla tych sektorów, co mogłoby przyspieszyć przejście na czystą energię i zmniejszyć zależność od paliw kopalnych. Skutki ETS-2 będą odczuwalne finansowo, przy czym przewiduje mechanizmy wsparcia ze środków Społecznego Funduszu Klimatycznego.

### Redukcja emisji GC w sektorach gospodarki<sup>1</sup>

Wszystkie sektory gospodarki muszą realizować wkład w dekarbonizację. Największy udział w emisjach GC ma sektor energii<sup>2</sup>, w którym nastąpi największa redukcja (w przypadku scenariusza **WEM** może to być redukcja o ok. 42% w stosunku do 1990 r., do poziomu ok. 221,7 mln t ekw. CO<sub>2</sub>

<sup>1</sup> Metodyka przyjęta przez Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu (IPCC, ang. *Intergovernmental Panel on Climate Change*) emisje przypisuje się do sektorów: (1) energii; (2) procesów przemysłowych i użytkowania produktów; (3) rolnictwa; (5) odpadów; przy czym (4) LULUCF może prowadzić do kompensowania emisji z pozostałych sektorów. Podział różni się od stosowanego dla EU ETS i non-ETS.

<sup>2</sup> Rozumiany w metodyce IPCC jako spalanie paliw w przemyśle energetycznym, przemyśle wytwórczym i budownictwie, transporcie, innych sektorach oraz emisja lotna z paliw.

w 2030 r., natomiast w scenariuszu **WAM** może to być odpowiednio **ok. 48%** do poziomu 201,9 mln t ekw. CO<sub>2</sub>). Przyczyni się do tego szczególnie sektor produkcji energii elektrycznej i ciepła. Jednocześnie prognozy wskazują, że redukcja emisji GHG w pozostałych sektorach jest trudniejsza z uwagi na kilka czynników. Trudności te wynikają z kapitałochłonności inwestycji, wciąż ograniczonej wiedzy lub braku alternatywnych rozwiązań możliwych do wprowadzenia, co jest widoczne na przykład w rolnictwie. Dodatkowo, problemem jest zbyt niski poziom wykorzystania innowacji oraz fakt, że osiągnięte redukcje emisyjności poszczególnych procesów nie przekładają się na zmniejszenie całkowitego poziomu emisji, ponieważ rośnie aktywność w sektorach takich jak np. transport czy przemysł.

## Wzrost udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto

Zgodnie ze scenariuszem **WEM** będzie możliwe osiągnięcie **30% udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r. lub 32% udział wg scenariusza WAM** – co stanowi istotne przyspieszenie rozwoju OZE w porównaniu z KPEiK z 2019 r. (21–23% w 2030 r.) i stanowi istotny wkład do ogólnounijnego celu OZE określonego na poziomie 42,5% (+2,5%) w 2030 r.



Rysunek 1. Udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto [%]

### Elektroenergetyka

- ✓ **Wzrost udziału OZE do 51,6% w 2030 r. i ok. 65,6% w 2040 r. WEM lub do 53,2% w 2030 r. i ok. 68,9% w 2040 r. WAM** – dzięki zrównoważonemu rozwojowi energetyki wiatrowej na lądzie, fotowoltaiki, wdrożeniu energetyki wiatrowej na morzu oraz wykorzystaniu gazów odnawialnych i biomasy.
- ✓ Rozwój infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej oraz zwiększenie elastyczności systemu, m.in. poprzez magazyny energii, taryfy dynamiczne, sector coupling.
- ✓ Stopniowe wycofywanie mocy węglowych i przejściowy wzrost mocy gazowych dla zapewnienia dyspozycyjności systemu i pewności dostaw energii.
- ✓ Wdrożenie **energetyki jądrowej** po 2035 r.

### Ciepłownictwo

- ✓ **Wzrost udziału OZE do 31,6% w 2030 r. i ok. 43,5% w 2040 r. - scenariusz WEM; lub 36,5% w 2030 r. i 56,7 % w 2040 r. - scenariusz WAM.**
- ✓ Do 2040 r. planowane jest wycofanie węgla z gospodarstw domowych i zastąpienie go głównie OZE współpracującymi z magazynami ciepła.
- ✓ **W ciepłownictwie systemowym:**
  - dążenie do wykorzystania pomp ciepła i kotłów elektrycznych zasilanych OZE, sprzężonych z magazynami ciepła, jak również wykorzystanie ciepła odpadowego i geotermii,
  - w dużych systemach wciąż potrzebne mogą być inwestycje w moce kogeneracyjne oparte na gaz ziemny, które w przyszłości zastąpi biometan i inne gazy zdekarbonizowane,
  - istotna, przejściowa rola biomasy.

## Transport

- ✓ **Udział OZE w transporcie w 2030 r.** prognozowany jest na poziomie **16,5%** zarówno w scenariuszu **WEM** i **WAM**, dzięki wykorzystaniu biopaliw I i II generacji, wodoru odnawialnego oraz energii elektrycznej.
- ✓ **Postęp w elektryfikacji transportu**, napędzany głównie spadkiem kosztów produkcji pojazdów elektrycznych, pozwala na zwiększenie udziału w 2040 r. dla scenariusza **WEM** do **32,2%** oraz dla scenariusza **WAM** do **44,8%**.
- ✓ **Transport miejski** – zwiększenie popularyzacji transportu publicznego będzie wspierane m.in. przez zachęty do tworzenia stref czystego transportu, obowiązki dla miast powyżej 100 tys. mieszkańców, lepszą dostępność komunikacyjną.
- ✓ **Kolej** – następować będzie dalsza elektryfikacja wybranych linii, zwiększanie dostępności i modernizacja kolei.
- ✓ **Lotnictwo** – istotne będzie wspieranie zarządzania odpadami oraz produkcji i dystrybucji zrównoważonych paliw lotniczych (SAF), finansowanie działań związanych z produkcją paliw syntetycznych, mechanizm CORSIA dla redukcji emisji w lotnictwie cywilnym.

## Rolnictwo

- ✓ Ograniczenie emisji GC nie powinno mieć negatywnego wpływu na bezpieczeństwo żywnościowe i uzależnienie od zewnętrznych źródeł dostaw.
- ✓ Scenariusze **WEM** i **WAM** wskazują w 2030 r. możliwość osiągnięcia **redukcji 35% emisji GHG w rolnictwie w porównaniu z 1990 r.**
- ✓ Działania na rzecz redukcji GC wdrażane są za pomocą instrumentów *Wspólnej Polityki Rolnej*, a te określone zostały w Planie Strategicznym WPR 2023-2027.
- ✓ Wsparcie wykorzystania OZE w rolnictwie, w szczególności biogazownie.

## LULUCF (pochłanianie)

- ✓ Działanie czynników biotycznych i abiotycznych (susze, pożary), destrukcyjnych lub zaburzających sektor LULUCF wpływają na ograniczanie pochłaniania GC.
- ✓ Efekty podejmowanych działań (nawadnianie torfowisk, zalesianie czy przebudowa lasów) mogą być dostrzegalne w perspektywie kilku dekad. Scenariusz **WEM** wskazuje na 2030 r. **możliwość pochłonięcia 28,8 mln t ekw. CO<sub>2</sub> GHG przez sektor LULUCF.** Scenariusz **WAM** wskazuje na odpowiednio **46,5 mln t ekw. CO<sub>2</sub> w 2030 r.**

## Przemysł

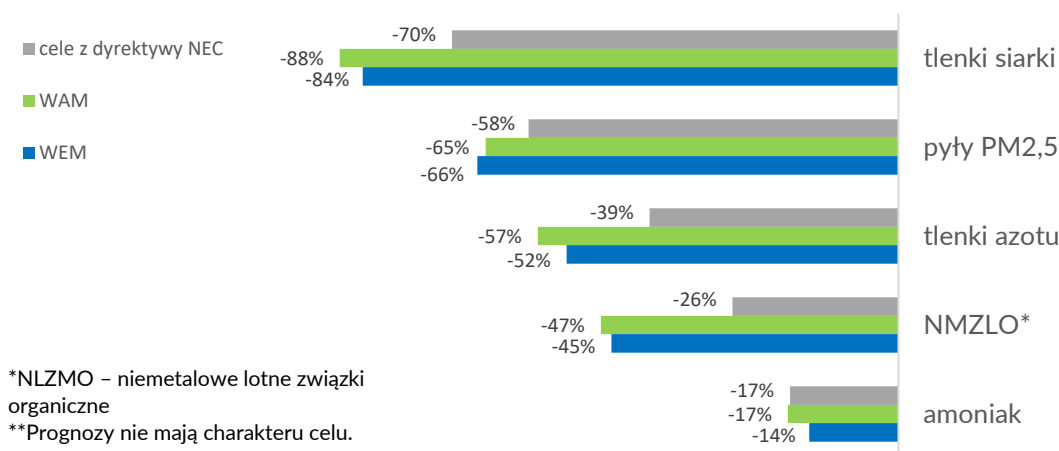
- ✓ Według prognozy do 2030 r. sektor procesy przemysłowe (i użytkowanie produktów) w scenariuszu **WEM** może generować emisję ok. **23,7 mln t ekw. CO<sub>2</sub>** i **22 mln t ekw. CO<sub>2</sub> w 2040 r.** Natomiast w scenariuszu **WAM** w 2030 roku prognozowana jest **emisja na poziomie 20,3 mln t ekw. CO<sub>2</sub>**, a w 2040 r. **spadek do wartości 12,8 mln t ekw. CO<sub>2</sub>.**
- ✓ Szczególną rolę w dekarbonizacji sektora ma **poprawa efektywności energetycznej** realizowanych procesów oraz zastosowanie nisko- i zeroemisyjnych źródeł energii.
- ✓ Dążenie do popularyzacji wykorzystania **wodoru odnawialnego** – do 2030 r. w scenariuszu **WEM** prognozowana produkcja wodoru odnawialnego wyniesie ok. 20 tys. t., natomiast w scenariuszu **WAM** 122 tys. t. Aby do 2030 r. spełnić wymagania *dyrektywy RED III* w zakresie wykorzystania wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego w przemyśle niezbędny będzie import surowca.



## Poprawa jakości środowiska

Obejmuje obszary, takie jak jakość powietrza, wody, gleb, bioróżnorodność oraz ogólnie pojęta zrównoważona gospodarka zasobami naturalnymi.

**W obszarze jakości powietrza** KPEiK dąży do ograniczania zanieczyszczeń atmosferycznych zgodnie z dyrektywą NEC (aktualnie w rewizji), w kierunku wypełnienia norm zintegrowanych z zaleceniami Światowej Organizacji Zdrowia (WHO). Istotną rolę odgrywa wycofanie wykorzystania węgla w gospodarstwach domowych, dążenie do rozwoju zeroemisyjnego transportu oraz edukacja. **Poprawa stanu wód i gleb** w szczególności odbywać się będzie przez wdrażanie planów gospodarowania wodami oraz działania w obszarze gospodarki ściekami. Koniecznym będzie redukcja wpływu **gospodarki odpadami na środowisko** przez budowę gospodarki o obiegu zamkniętym. Ochronie podlegać będzie także **gleba**.



## Wymiar 2. Poprawa efektywności energetycznej

Poprawa efektywności energetycznej przynosi korzyści zarówno gospodarcze, jak i społeczne. Zastosowanie zasady „efektywność energetyczna przede wszystkim” pozwala na maksymalne wykorzystanie dostępnych zasobów energetycznych przy jednoczesnym ograniczaniu strat energii. Korzyści wynikające ze zmniejszonego zużycia energii powodują, że dążenie do zwiększenia efektywności energetycznej staje się priorytetem.

### Redukcja zużycia energii pierwotnej

Ograniczenie zużycia energii pierwotnej wynika z szeregu zmian zachodzących w gospodarce, w tym poprawy efektywności procesów oraz zmiany struktury wytwarzania energii. Istotną rolę w redukcji zużycia energii pierwotnej odegra zwiększanie udziału energii ze źródeł odnawialnych (OZE) w produkcji energii elektrycznej i ciepłej. Polska będzie dążyć do redukcji **zużycia energii pierwotnej do 79,9 Mtoe, czyli o 14,4% (-13,4 Mtoe)** w 2030 r. w porównaniu do prognoz PRIMES2020 (co wynika z formuły określonej w dyrektywie EED), niemniej osiągnięcie ww. poziomu będzie wymagało dodatkowych wysiłków.

Opracowane prognozy wskazują na możliwą lukę w spełnieniu ww. celu. Prognozy wskazują, że zużycie energii pierwotnej w scenariuszu **WEM** wyniesie **85 Mtoe**, co oznacza redukcję zużycia o 8,9% w stosunku do PRIMES 2020. Natomiast zgodnie ze scenariuszem **WAM** zużycie energii pierwotnej w 2030 r. wyniesie **80,7 Mtoe**, co oznacza redukcję zużycia o 13,5% w stosunku do PRIMES 2020.

## Redukcja finalnego zużycia energii

Po okresie wzrostu finalnego zużycia energii do 2021 r., w ostatnich latach obserwuje się tendencję spadkową. Jednak ze względu na dodatnie prognozy rozwoju gospodarczego dla Polski istnieje ryzyko, że zamiast istotnej redukcji zużycia energii nastąpi jedynie spowolnienie jego wzrostu, mimo poprawy wydajności procesów i spadku energochłonności urządzeń. Pomimo tej wrażliwości prognoz, aktualne trendy wskazują na spadek finalnego zużycia energii, choć nie tak ambitny, jak przewiduje Komisja Europejska.

Polska będzie dążyć do redukcji **finalnego zużycia energii do 58,5 Mtoe, czyli o 12,8%** (-8,6 Mtoe) w 2030 r. w porównaniu do prognoz PRIMES2020 (co wynika z formuły określonej w dyrektywie EED). Niemniej realizacja ww. redukcji wiązać się będzie ze znacznymi wyzwaniem, co pokazują prognozy w obu scenariuszach aKPEiK.

Prognozy wskazują, że zużycie energii finalnej w scenariuszu **WEM** wyniesie **66,8 Mtoe**, co oznacza redukcję o 0,6% w stosunku do PRIMES 2020 oraz 21,9% w stosunku do PRIMES 2007. Natomiast zgodnie ze scenariuszem **WAM** zużycie energii finalnej w 2030 r. wyniesie **64,4 Mtoe**, co oznacza redukcję o 4,2% w stosunku do PRIMES 2020 oraz 24,7% w stosunku do PRIMES 2007.

Dyrektywa EED zobowiązuje także do oszczędności finalnego zużycia energii wg określonej metodyki, zgodnie z którą w latach 2021–2030 Polska powinna wygenerować oszczędności na poziomie **44 465 ktoe**. W celu osiągnięcia tych oszczędności, obok systemu *białych certyfikatów* wskazano także tzw. alternatywne środki z dziedziny polityki, szczegóły – zał. 4 do aKPEiK.

Dodatkowo Polska będzie szczególnie wspierać **osoby dotknięte ubóstwem energetycznym** m.in. przez programy bezzwrotnych dofinansowań przedsięwzięć termomodernizacyjnych.

| Kluczowe narzędzie oszczędności FEC – obowiązek dla grupy podmiotów poprzez:                                                                                                                                                                                                 | Środki alternatywne (dodatkowe)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | Ważne elementy poprawy efektywności energetycznej                                                                                                                                                                                               |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ realizację przedsięwzięć poprawy efektywności energetycznej u odbiorców końcowych, potwierdzonych audytem energetycznym</li> <li>✓ program bezzwrotnych dofinansowań przedsięwzięć</li> <li>✓ zakup białych certyfikatów</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>★ Fundusz Termomodernizacji i Remontów – Program TERMO</li> <li>★ Ulga podatkowa dotycząca wydatków poniesionych na termomodernizację jednorodzinnych budynków mieszkalnych</li> <li>★ Rozwój publicznego transportu zbiorowego w miastach</li> <li>★ Poprawa efektywności energetycznej budynków mieszkalnych</li> <li>★ Efektywny energetycznie sektor publiczny – 1,9% redukcji FEC rocznie</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>① efektywność energetyczna przede wszystkim</li> <li>① ekoprojektowanie</li> <li>① etykietowanie energetyczne</li> <li>① poprawa wydajności procesów</li> <li>① rozwój audytów energetycznych</li> </ul> |

## Niskoemisyjne budownictwo

Znaczna część energii jest zużywana w budynkach, co przekłada się również na emisje GC. Z tego względu polityka efektywnościowa poświęca dużo uwagi temu sektorowi, także ze względu na wpływ na jakość powietrza i ograniczenie ryzyka wzrostu ubóstwa energetycznego. Istniejące budynki wymagają oddzielnego podejścia w porównaniu do działań zaadresowanych dla nowego budownictwa.

**Istniejące budynki** – celem jest to, aby do 2035 r. przy wsparciu ze środków publicznych zmodernizowane zostały budynki o wskaźniku EP powyżej 230 kWh/(m<sup>2</sup>/rok), przy czym priorytetem jest **eliminowanie wykorzystania węgla w budynkach mieszkalnych najpóźniej do 2040 r.**

**Nowe budownictwo** – od 2030 r. wszystkie nowe budynki budowane w Polsce powinny być bezemisyjne, a w przypadku budynków zajmowanych przez urzędy organów publicznych od 2028 r. Sukcesywnie zwiększane będą programy wsparcia dotyczące efektywności energetycznej budynków.



## Wymiar 3. Bezpieczeństwo energetyczne

### Niezależność energetyczna

Polska jako cel określa trwałe zapewnienie niezależności energetycznej i dążenie do jej wzmacniania. W tym kontekście Polska będzie dążyć do zapewnienia wskaźnika niezależności energetycznej powyżej średniej unijnej.

### Pokrycie zapotrzebowania na węgiel

Polityka w tym zakresie związana jest z redukcją zapotrzebowania na węgiel kamienny. Głównym źródłem pokrycia popytu na węgiel kamienny energetyczny w okresie transformacji będzie wydobywanie krajowe, a import powinien mieć jedynie charakter uzupełniający, dlatego priorytetem jest zapewnienie możliwie najwyższej ekonomiki wydobycia surowca w kraju.

Zakończenie krajowej eksploatacji węgla kamiennego energetycznego nastąpi najpóźniej w 2049 r. Prognozy wskazują, że krajowe zużycie węgla kamiennego energetycznego w 2030 r. wynosić będzie nie więcej niż ok. 28 mln t w zależności od tempa transformacji, a import powinien mieć charakter jedynie uzupełniający.

Górnictwo węglowe i energetyka oparta na węglu stanowi stosunkowo duży segment krajowej gospodarki, dlatego sposób przeprowadzania transformacji musi przebiegać również z uwzględnieniem sprawiedliwego wymiaru transformacji regionów węglowych.

W zakresie wykorzystania węgla brunatnego, kluczowe decyzje dotyczące wygaszania jednostek wytwórczych opartych o ten surowiec będą uwzględniać potrzeby bilansowania systemu oraz aspekt społeczny dla regionu wydobywczego. Przewiduje się, że rola tego surowca ok. 2035 r. będzie niewielka.

W Polsce wykorzystanie węgla brunatnego w krajowej gospodarce będzie spadać. Nadal działające kopalnie mają określony plan odstawienia bloków, przy czym zakończenie pracy elektrowni może nastąpić wcześniej niż wyczerpanie złóż.

Zapotrzebowanie na węgiel kamienny w 2030 r.

WEM

WAM

28 mln t

19 mln t

### Pokrycie zapotrzebowania na gaz ziemny

Gaz ziemny odpowiada za istotną część pokrycia zapotrzebowania na energię pierwotną w kraju. Popyt na ten surowiec nie ulegnie spadkowi wcześniej niż ok. 2030 r. gdy przewiduje się szczyt zapotrzebowania. Ze względu na pomostową rolę w procesie transformacji energetycznej, niezbędne jest zagwarantowanie pewności dostaw tego surowca do odbiorców.

Niezwyczajnie istotną rolę w bezpieczeństwie gazowym ma zapewnienie sprawnej infrastruktury gazowej – przesyłowej, dystrybucyjnej i magazynowej – do przyszłej konsumpcji oraz dostosowania systemu do możliwości transportowania i magazynowania gazów zdekarbonizowanych i odnawialnych np. wodoru odnawialnego i biometanu.

zapotrzebowanie na gaz ziemny w 2030 r.

WEM

WAM

23,6 mld m<sup>3</sup>

24,7 mld m<sup>3</sup>

W sytuacji zakłócenia dostaw realizowane będą działania w kierunku zapewnienia kompleksowego systemu gotowości do radzenia sobie z ograniczeniami w sytuacjach nadzwyczajnych i zwiększonego zapotrzebowania na ten surowiec.

## **Pokrycie zapotrzebowania na ropę naftową i paliwa transportowe**

Polska wyznacza na 2030 r. cel dalszego zapewnienia stabilności dostaw ropy naftowej drogą morską do rafinerii krajowych i zagranicznych przy jednoczesnej rozbudowie infrastruktury przesyłowej i przeładunkowej.

Paliwa ropopochodne po 2030 r. dalej będą pełniły kluczową rolę w sektorze transportu, a ich znaczenie gospodarcze będzie wciąż wysokie, m.in. z uwagi na rosnącą rolę w sektorze petrochemicznym.

## **Pokrycie zapotrzebowania na biomasę**

Odpowiadając na potrzebę wykorzystania drewna w sposób najbardziej korzystny materiałowo i środowiskowo, w energetyce zawodowej wykorzystywana będzie biomasa spełniająca kryteria zrównoważonego rozwoju (KZR). Szacunki dot. potencjału biomasy spełniającej KZR uwzględniają wymagane osiągnięcia przez Polskę celu LULUCF oraz wdrożenie zasady kaskadowego wykorzystania biomasy zgodnie z dyrektywą RED III.

W sektorze ciepłownictwa systemowego biomasa może stanowić paliwo w okresie przejściowym, z uwagi na konwekcję jednostek węglowych na wielopaliwowe czy konieczność spełnienia kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego. Zwłaszcza w mniejszych ciepłowniach, w regionach o dużej zasobności biomasy będzie to racjonalne rozwiązanie. W dalszej perspektywie zwiększenie udziału bezemisyjnych źródeł energii, pozwoli na coraz większy stopień elektryfikacji ciepłownictwa.

## **Perspektywiczne pokrycie zapotrzebowania na paliwo jądrowe**

W związku z planowanym wdrażaniem energetyki jądrowej do krajowego systemu elektroenergetycznego, prowadzone będą działania dot. zapewnienia dostaw paliwa na potrzeby funkcjonowania pierwszego bloku pierwszej elektrowni jądrowej. Proces będzie prowadzony z udziałem Agencji Dostaw Euratomu, co zabezpiecza przed ewentualnymi problemami z dostępnością paliwa.

Ponadto przeprowadzone zostanie rozpoznanie krajowych zasobów uranu oraz ocena możliwości ich pozyskania i komercjalizacji.

## **Perspektywiczne pokrycie zapotrzebowania na wodór niskoemisyjny oraz odnawialny, w tym pochodzenia niebiologicznego i jego pochodne**

Wodór niskoemisyjny i odnawialny, w tym pochodzenia niebiologicznego – który może znaleźć zastosowanie m.in. w przemyśle, transporcie, elektroenergetyce, ciepłownictwie – odegra kluczową rolę w transformacji, zwłaszcza w sektorze przemysłu energochłonnego. Gospodarka wodorowa ma na celu rozbudowę własnych zdolności produkcyjnych, w tym mocy wytwórczych OZE do produkcji wodoru odnawialnego oraz popularyzację łączenia sektorów (ang. *sector coupling*) w celu wykorzystania nadwyżek OZE. Aktualnie ocenia się, że krajowe możliwości produkcyjne do 2030 r. nie pozwolą na pełne pokrycie celu (wskazanego dla państw członkowskich UE) dot. udziału wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego w przemyśle.

W celu uzupełnienia zasad funkcjonowania rynku wodoru planowana jest kontynuacja działań związanych z przygotowaniem kompleksowych rozwiązań legislacyjnych. Konieczne jest także zbudowanie nowej infrastruktury do transportu oraz magazynowania surowca. Dzięki swej pozycji

geograficznej i politycznej, w dalszej perspektywie Polska może odegrać bardzo ważną rolę zarówno jako kraj tranzytowy, jak i hub handlowy.

## Pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną

Krajowy system elektroenergetyczny (KSE) zmienia się w bardzo szybkim tempie, **odnotowując w strukturze mocy i produkcji energii elektrycznej coraz większy udział pogodozależnych OZE**. Wymaga to zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii oraz dostosowania systemu do bardziej rozproszonego modelu wytwarzania, obejmującego zarówno instalacje prosumenckie, jak i źródła wielkoskalowe.

W krótkim horyzoncie kluczowe pozostaje zapewnienie wystarczalności mocy i elastyczności systemu w oparciu o **węglowe i gazowe jednostki wytwórcze**. W perspektywie średnio- i długoterminowej istotne będzie coraz szersze wykorzystanie **gazów zdekarbonizowanych i odnawialnych** (biogaz, biometan, wodór), rozwój **magazynów energii, narzędzi elastyczności** (DSR, popularyzacja taryf dynamicznych) oraz **integracja z sektorami ciepłownictwa i elektromobilności** (sector coupling).

Transformacja będzie wspierana przez rozwój **energetyki jądrowej**, której pierwszy blok planowany jest po 2035 r., a do 2040 r. moc z elektrowni jądrowych wielkoskalowych i małoskalowych powinna osiągnąć ok. 5,9 GW.

W świetle przyrostu nowych mocy, zwłaszcza OZE, niezbędne jest zapewnienie sprawnego funkcjonowania, modernizacji i rozbudowy sieci elektroenergetycznych (przesyłowych i dystrybucyjnych), co będzie odbywać się przez konsekwentnie realizowane inwestycje infrastrukturalne. Sieć będzie stopniowo przekształcana w aktywną, dwukierunkową, wspieraną przez inteligentne systemy i cyfryzację (*smart grid*).

Ważnym obszarem będzie także zapewnienie gotowości systemu na wystąpienie sytuacji kryzysowych, poprzez stworzenie odpowiednich ram prawnych oraz procedur umożliwiających podejmowanie działań zapobiegawczych, mitygujących lub służących przywróceniu dostaw energii i prawidłowej pracy systemu elektroenergetycznego (m.in. pakiet antyblackoutowy, rozwój cyberbezpieczeństwa).

Celem jest osiągnięcie do 2030 r. wskaźnika SAIDI na poziomie 85min./odbiorcę.

### OZE w elektroenergetyce w 2030

| WEM                 |                                                                                       | WAM                 |
|---------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|
| 30,5 GW<br>25,8 TWh |    | 32,4 GW<br>29,0 TWh |
| 15,8 GW<br>39,3 TWh |    | 16,5 GW<br>41,7 TWh |
| 5,9 GW<br>21,5 TWh  |    | 5,9 GW<br>20,8 TWh  |
| 0,5 GW<br>2,9 TWh   |   | 0,5 GW<br>3,1 TWh   |
| 0,9 GW<br>8,3 TWh   |  | 0,8 GW<br>6,8 TWh   |
| 1,1 GW<br>2,9 TWh   |  | 1,0 GW<br>2,7 TWh   |

## Wymiar 4. Wewnętrzny rynek energii oraz społeczne aspekty transformacji

IV

### Zwiększenie transgranicznych zdolności przesyłowych oraz poprawa integracji systemów elektroenergetycznych

Zmiany na rynku energii związane z dynamicznym rozwojem mocy w rozproszonych źródłach energii, w szczególności OZE oraz poprawa bezpieczeństwa energetycznego, oznaczają ogromne wyzwania dla rozbudowy i modernizacji sieci, również w obszarze odpowiednich przepustowości połączeń transgranicznych i zapewnienia lepszych warunków międzysystemowej wymiany energii elektrycznej.

#### Zwiększanie możliwości wykorzystania połączeń transgranicznych poprzez:

- ✓ modernizację i rozbudowę brakujących linii i stacji przesyłowych w KSE
- ✓ rozbudowę i zwiększanie mocy połączeń transgranicznych
- ✓ budowę nowego połączenia transgranicznego Polska-Litwa (Harmony Link) mającego na celu wzmocnienie bezpieczeństwa systemów elektroenergetycznych krajów bałtyckich z Europą kontynentalną

### Sprawna i wystarczająca liniowa infrastruktura gazowa

Do czasu rozwoju podaży gazu odnawialnego na właściwym poziomie niezbędne jest zapewnienie sprawnej infrastruktury przesyłu i magazynowania gazu ziemnego. W dalszej perspektywie powinna ona umożliwiać transport gazów zdekarbonizowanych tj. biometanu, wodoru i jego pochodnych.

#### Priorytety w obszarze infrastruktury gazowej:

- ✓ zapewnienie odpowiednio rozwiniętej i sprawnej infrastruktury przesyłowej wewnątrz kraju,
- ✓ dalsze zapewnienie możliwości odbioru dostaw gazu ziemnego z zagranicy poprzez rozbudowę, ochronę i utrzymanie pełnej funkcjonalności połączeń z systemami sąsiednich krajów,
- ✓ zapewnienie możliwości odbioru dostaw gazów zdekarbonizowanych

### Rozwój energetyki rozproszonej

Energetyka prosumencka rozwinęła się w Polsce w szybkim tempie. Jej dalszy rozwój wymaga jednak dostosowania systemu, w tym modernizacji sieci dystrybucyjnych oraz upowszechnienia magazynowania energii, które pozwolą ograniczyć wpływ zwiększającej się generacji rozproszonej na pracę KSE. Polityka wsparcia będzie premiować wykorzystanie **magazynów energii, autokonsumpcję i DSR** (ang. *Demand Side Response*), w celu poprawy lokalnego bilansowania.

Klasy energii, spółdzielnie energetyczne oraz obywatelskie społeczności energetyczne umożliwiają lokalne bilansowanie produkcji i zużycia energii, poprawiają samowystarczalność energetyczną i zapewniają odbiorcom niższe ceny energii. Dla ich rozwoju – obok rozbudowy sieci – wdrażane będą usprawnienia administracyjne i systemy wsparcia oraz promocja w jednostkach samorządu terytorialnego. Planowany jest wzrost liczby społeczności energetycznych do ok. 1 tys w 2030 r.

Dla wszystkich form energetyki rozproszonej duże znaczenie będzie mieć rozwój **inteligentnych rozwiązań** pozwalających na sprawne i świadome zarządzanie w obszarze zużycia i produkcji energii.

## Redukcja ubóstwa energetycznego

Nierozłączny element sprawiedliwej transformacji energetyczno-klimatycznej stanowi redukcja ubóstwa energetycznego. O ubóstwie energetycznym możemy mówić, gdy gospodarstwo domowe ponosi wysokie wydatki na energię, osiąga niskie dochody oraz zamieszkuje w lokalu o niskiej efektywności energetycznej.

Kluczową rolę w długotrwałej, a nie doraźnej redukcji ubóstwa będzie mieć kontynuacja i ewentualne dostosowanie programów finansowanych ze środków publicznych (w tym UE) do potrzeb odbiorców ubogich energetycznie. Istotne będą również działania inwestycyjne, mające na celu poprawę stanu technicznego budynków i zmianę źródeł energii (termomodernizacja, modernizacja systemów grzewczych oraz zastosowanie OZE). Ważną rolę w zakresie ochrony odbiorców i grup narażonych na negatywne skutki transformacji energetycznej odegra Społeczny Plan Klimatyczny.

## Redukcja ubóstwa transportowego

Ubóstwo transportowe oznacza **trudności**, jakie napotykają osoby i gospodarstwa domowe **w dostępie do prywatnego lub publicznego transportu, w tym do pokrycia jego kosztów**. Zjawiskiem tym może być dotkniętych ponad 8 mln Polaków. Dotychczasowe prace badawcze wykazały, że w Polsce ubóstwo transportowe jest ściśle powiązane z nierównomiernym rozwojem infrastruktury transportowej i akceptowalnych usług przewozowych.

Działania w zakresie redukcji ubóstwa transportowego będą ukierunkowane na zwiększenie dostępności i atrakcyjności oferty transportu publicznego, modernizację i rozbudowę sieci kolejowej, rozwój dróg lokalnych, rozwój infrastruktury dla rowerów i pieszych oraz hulajnóg elektrycznych, car-sharingu czy też transportu „na żądanie”. Kluczowe znaczenie będą miały programy takie jak Fundusz rozwoju przewozów autobusowych, Krajowy Program Kolejowy do 2030 roku (z perspektywą do roku 2032), Program Uzupełniania Lokalnej i Regionalnej Infrastruktury Kolejowej - Kolej + do 2029 roku.

W zwiększaniu dostępności komunikacyjnej, przy jednoczesnym prowadzeniu działań mających na celu walkę z ubóstwem transportowym, szczególną rolę odegra Społeczny Fundusz Klimatyczny, z którego Polska będzie korzystać w oparciu o krajowy Plan Społeczno-Klimatyczny.

## Wsparcie regionów węglowych

Proces sprawiedliwej transformacji energetyczno-klimatycznej powinien przebiegać z zapewnieniem odpowiedniego wsparcia dla regionów węglowych i związanych z gospodarką paliwami kopalnymi. Wymaga on identyfikacji ryzyk społeczno-gospodarczych, wynikających z wdrażanych zmian, a także opracowania działań minimalizujących ich skutki.

W celu zapewnienia sprawiedliwego charakteru transformacji podejmowane działania będą ukierunkowane nie tylko na zapewnienie osłon socjalnych pracownikom, lecz także na tworzenie nowych specjalizacji regionalnych, trwałych miejsc pracy, rozwój nowych branż przemysłu wspierających przekształcenia sektora, a także na stwarzanie możliwości dywersyfikacji branż powiązanych z przemysłem tradycyjnym. Istotne znaczenie będą miały również zmiany zachodzące w sektorze edukacji, które zapewnią dostosowanie kierunków studiów do potrzeb transformacji, rozwój programów szkoleniowych, kursów podnoszących kwalifikacje oraz systemów doradztwa zawodowego wspierających pracowników w procesie zmiany.

W zarządzaniu zmianami w regionach górniczych ważne jest transparentne, rozłożone w czasie planowanie, przewidywalność dla pracowników sektora górniczego, ale też minimalizowanie kosztów transformacji dla całego polskiego społeczeństwa.

### Tworzenie zielonych miejsc pracy

Zielone miejsca pracy stanowią kluczowy element gospodarki zorientowanej na transformację klimatyczno-energetyczną. Tradycyjne sektory gospodarki, bazujące na paliwach kopalnych i intensywnym wykorzystaniu zasobów, będą stopniowo zastępowane przez te związane z budową zielono-niebieskiej infrastruktury i szeroko pojętą transformacją. Rozwój nowych miejsc pracy opartych na zrównoważonych technologiach stwarza nowe możliwości zatrudnienia, które są jednocześnie korzystne dla gospodarki i przyjazne dla środowiska.

Kluczowe w kreowaniu polityki na rzecz zielonych miejsc pracy będzie prowadzenie szerokiej współpracy pomiędzy rządem, sektorem prywatnym, pracownikami, organizacjami pozarządowymi oraz społecznościami lokalnymi.

## Wymiar 5. Badania naukowe, innowacje i konkurencyjność

### Zapewnienie środków finansowych na badania i rozwój

Transformacja klimatyczno-energetyczna związana jest nierozdzielnie z wdrażaniem nowoczesnych, innowacyjnych, nisko- i zeroemisyjnych technologii oraz rozwiązań systemowych. Działania w obszarze badań i rozwoju będą ukierunkowane na **wykorzystanie krajowych potencjałów technologicznych, kadrowych i przewag konkurencyjnych, zwiększając atrakcyjność inwestycyjną gospodarki i jej innowacyjność**. Jednocześnie, niezbędna jest mobilizacja środków finansowych (zarówno publicznych, jak i prywatnych) na krajowe B+R+I.

|                            |                    |
|----------------------------|--------------------|
| nakłady na badania naukowe | 2,5% PKB w 2030 r. |
|----------------------------|--------------------|

Kontynuowane będą działania ukierunkowane m.in. na:

- ✓ poprawę pozycji Polski na arenie międzynarodowej,
- ✓ zwiększenie wpływu nauki i szkolnictwa wyższego na rozwój gospodarczy i społeczny kraju,
- ✓ prowadzenie wysokiej jakości badań naukowych i optymalnego wykorzystania wiedzy naukowej.

## Rozwój kompetencji kadrowych na potrzeby transformacji klimatyczno-energetycznej

Przeprowadzenie odpowiedzialnej transformacji wymaga dostosowania i budowania zasobów kadrowych spójnie z priorytetowymi kierunkami rozwoju. W najbliższych 2 dekadach przewiduje się **zwiększenie zapotrzebowania na specjalistów z dziedziny szeroko pojętej energetyki** (np. technologii OZE, magazynowania energii, technologii bilansowania, technologii wodorowych – w tym elektrolizerów, energetyki jądrowej, zarządzania energią, termomodernizacji budynków, infrastruktury sieciowej, elektromobilności, automatyzacji i cyfryzacji oraz innych nowoczesnych rozwiązań energetycznych).

Prowadzone będą **działania dot. dostosowania profili edukacji, rozwoju umiejętności i kompetencji, co przyczyni się do pozyskania wykwalifikowanych kadr, rozwoju przemysłu i tworzenia miejsc pracy o wysokiej wartości dodanej dla krajowej gospodarki**. Jest to inwestycja w przyszłość i jedno z najcenniejszych aktywów transformacji – ludzkie know-how.

## Wzmocnienie konkurencyjności Polski wynikające z realizacji aKPEiK

Konkurencyjność gospodarki jest kluczowa dla wzrostu dobrobytu i odporności kraju na globalne wstrząsy. Dlatego celem działań jest stworzenie zachęt i narzędzi wspierających przedsiębiorców w budowie silnej gospodarki zdolnej do skutecznego konkutowania na rynku europejskim. Priorytety obejmują wzmocnienie krajowego potencjału produkcyjnego, rozwój i modernizację strategicznej infrastruktury, zwiększenie udziału local content, ograniczenie zależności od dostawców spoza UE oraz deregulację i uproszczenie procedur. Dzięki temu Polska zyska nowoczesne zaplecze technologiczne, większą odporność na zakłócenia w łańcuchach dostaw, a przy tym wytworzy stałą przewagę konkurencyjną.

## Rozwój w obszarach sprzyjających transformacji niskoemisyjnej

W celu zaadresowania wyzwań transformacji klimatyczno-energetycznej, szczególnie istotnymi obszarami rozwoju są m.in.:

- ✓ konkurencyjność przemysłu;
- ✓ efektywność energetyczna oraz poszanowania energii w kontekście troski o środowisko;
- ✓ magazynowanie energii;
- ✓ inteligentne sieci energetyczne i digitalizacja;
- ✓ technologie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, w tym bioenergii, energetyki wiatrowej, fotowoltaiki, geotermii;
- ✓ transport nisko- i zeroemisyjny;
- ✓ technologie wodorowe;
- ✓ energetyka jądrowa (nowe technologie reaktorowe III i IV generacji);
- ✓ aspekty społeczne transformacji energetycznej.



# I. WPROWADZENIE

## A) Czym jest KPEiK i w jakim celu został opracowany

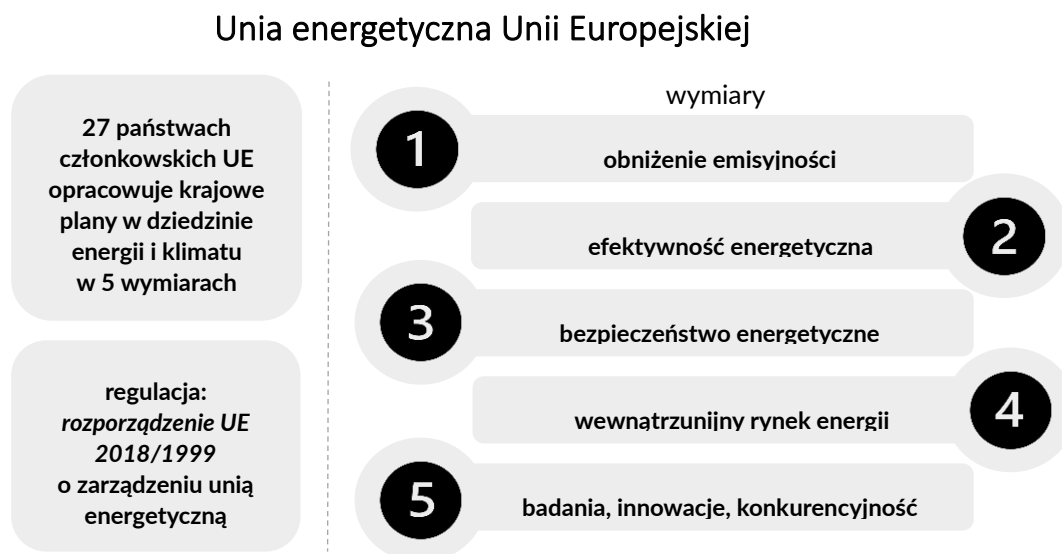
Zrównoważony rozwój sektora energii oraz działania związane z zapewnieniem stabilnych dostaw energii oraz ochrony środowiska są niezbędne dla wzmacniania krajowej gospodarki i budowania jej konkurencyjności. Odpowiedzialna strategia energetyczna powinna respektować równoważne, wzajemnie oddziałujące i uzupełniające się cele: bezpieczeństwo energetyczne, konkurencyjność gospodarki, efektywność energetyczną i redukcja oddziaływania na środowisko. Oprócz rozwoju technologii zeroemisyjnych, transformacja energetyczno-klimatyczna w Polsce powinna zapewnić konsumentom stabilne dostawy energii po akceptowalnych cenach. Biorąc pod uwagę fakt, że przekształcenia będą procesem długotrwałym, kapitałochłonnym i obejmującym wszystkie sektory gospodarki – kluczowe jest, aby wprowadzane zmiany uwzględniały ich sprawiedliwy wymiar. Chodzi o to, by zapewniały stabilne ramy strategiczne pozwalające na dostosowanie się sektorów, przekwalifikowanie pracowników branży, modernizację przemysłu i budowanie nowoczesnych branż, tworząc nowe możliwości rozwoju regionom i społecznościom dotkniętym przejściowymi negatywnymi skutkami tej transformacji. Transparentna i długoterminowa strategia energetyczna tworzy stabilne ramy dla kształtowania mechanizmów systemowych, regulacji sektorowych oraz podejmowania decyzji inwestycyjnych wymagających zaangażowania kapitału prywatnego i publicznego. Uwzględniając powyższe oraz istotne zmiany sektorowe, ekonomiczne, regulacyjne i geopolityczne zaistniałe po 2020 r., rozpoczęto prace nad aktualizacją krajowej strategii wyznaczającej kierunki transformacji - energetyczno - klimatycznej oraz wskazującej wkład do realizacji celów unijnych do 2030 r.

Unia Europejska (UE) w sposób bardzo zaangażowany podchodzi do międzynarodowych porozumień klimatycznych. W działaniach stanowiących odpowiedź na zmianę klimatu, UE – w tym Polska, dostrzega także szansę na budowanie przewag konkurencyjnych i bezpieczeństwa energetycznego. Jedną z cech wyróżniających Unię jest zachowanie jednolitych zasad funkcjonowania rynków, które obejmują także gwarantowanie konsumentom – w tym *gospodarstwom domowym i przedsiębiorstwom* – bezpiecznych, przyjaznych dla środowiska i dostępnych cenowo dostaw energii. Odpowiadając na te wyzwania w 2015 r. określono unijną *Strategię ramową na rzecz stabilnej unii energetycznej opartej na przyszłościowej polityce w dziedzinie klimatu*. Unię energetyczną oparto na **pięciu powiązanych i wzajemnie wzmacniających się wymiarach**: bezpieczeństwo energetyczne, wewnętrzny rynek energii, efektywność energetyczna, obniżenie emisyjności (ze szczególną rolą odnawialnych źródeł energii (OZE)) oraz badania naukowe, innowacyjność i konkurencyjność.

W 2018 r. przyjęto *rozporządzenie UE 2018/1999 o zarządzaniu unią energetyczną*, obligujące państwa członkowskie do opracowywania krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu<sup>3</sup>, które podlegają okresowej aktualizacji i sprawozdawczości. Opracowanie tych dokumentów stanowi podstawę mechanizmu zarządzania unią energetyczną – pozwala na analizę tego czy, w oparciu o wkłady z państw członkowskich, UE wywiąże się ze swoich celów klimatyczno-energetycznych. Jednoznaczne określenie zakresu dokumentu ma na celu zapewnienie przejrzystości, spójności, porównywalności i kompletności oraz szczegółowości informacji. Przygotowanie krajowego planu znajduje również umiejscowienie w krajowym porządku prawnym. Obowiązkowy zakres KPEiK jest bardzo obszerny, niemniej zdecydowano o włączeniu dodatkowych zagadnień tak, aby jak najlepiej odpowiadał potrzebom Polski w sposób możliwie kompleksowy. Niniejszy dokument stanowi **aktualizację Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 (aKPEiK)** z 2019 r. – nadano mu nazwę *Krajowy Plan w dziedzinie Energii*

<sup>3</sup> W Polsce stosowany jest skrót KPEiK, zaś w nomenklaturze międzynarodowej przyjęto skrót NECP (ang. *National Energy and Climate Plan*).

i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r. (KPEiK).<sup>4</sup> Opracowanie dokumentu wynika wprost z art. 14 rozporządzenia UE 2018/1999, a art. 15ab ustawy – *Prawo energetyczne* wskazuje, że za opracowanie KPEiK, jego aktualizacji i sprawozdań odpowiada minister właściwy do spraw energii, we współpracy z ministrem właściwym do spraw klimatu.



Rysunek 2. Unia Energetyczna Unii Europejskiej

#### Ogólnounijnna ocena ostatecznych zaktualizowanych krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu

W 2025 r. Komisja Europejska opublikowała *Komunikat COM(2025) 274 final pt. Ocena Unii Europejskiej ostatecznych zaktualizowanych Krajowych Planów w dziedzinie Energii i Klimatu – Realizacja unijnych celów w zakresie energii i klimatu do 2030 r.*, którego celem jest zweryfikowanie, czy zadeklarowane przez państwa członkowskie cele i narzędzia pozwolą Unii Europejskiej na osiągnięcie jej celów energetyczno-klimatycznych na rok 2030. Komisja Europejska wskazuje, że przy pełnej realizacji obecnych polityk, UE jest na dobrej ścieżce do ich osiągnięcia, jednak w wielu obszarach widoczne są luki i wyzwania, przekładające się na ryzyko opóźnień. Ocena KE wskazuje m.in. prognozowaną redukcję emisji GHG o 54% do 2030 r. (przy celu ogólnounijnym na poziomie 55%), natomiast w sektorach objętych ESR o 38% przy celu 40%. W obszarze odnawialnych źródeł energii suma wkładów państw członkowskich odpowiada poziomowi 41–42,6% w porównaniu z celem 42,5–45%. Cele OZE w transporcie (29%) oraz udział RFNBO w przemyśle (42% do 2030 r.) pozostają w dużej mierze bez pokrycia ze strony państw członkowskich oraz realnych planów wdrożeniowych. W obszarze efektywności energetycznej Komisja Europejska identyfikuje lukę 31,1 Mtoe w zużyciu końcowym i 47,3 Mtoe w zużyciu pierwotnym w 2030 r. W odpowiedzi Komisja zapowiada zestaw działań wspierających państwa członkowskie oraz tworzyć podstawę do dalszego dialogu, w celu uzupełnienia braków i zapewnienia, że Unia Europejska zrealizuje wspólne cele w sposób sprawiedliwy, konkurencyjny i efektywny.

<sup>4</sup> Skrót „aKPEiK” i „KPEiK” stosowane są zależnie od kontekstu, lecz oba odnoszą się do niniejszego dokumentu. Przy czym pod pojęciem KPEiK odnosi się również do zintegrowanego krajowego planu jako dokumentu rodzajowego.

## B) Jak zbudowany jest KPEiK

Zakres krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu jest uregulowany w załączniku I do rozporządzenia UE 2018/1999, zgodnie z którym KPEiK powinien zawierać:

- |                                         |                                                                                                                                           |
|-----------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| (1) zarys ogólny,                       | (4) podstawę analityczną przy wdrożonych politykach i działaniach – scenariusz WEM (ang. <i>with existing measures</i> ),                 |
| (2) założenia i cele,                   |                                                                                                                                           |
| (3) polityki i działania <sup>5</sup> , | (5) podstawę analityczną stanowiącą ocenę skutków dodatkowych polityk i działań – scenariusz WAM (ang. <i>with additional measures</i> ). |

Aby ułatwić odbiór treści aktualizacji KPEiK, opracowano ją w nieco zmodyfikowany sposób w porównaniu do *Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 z 2019 r.* Poniższy schemat przedstawia w uproszczony sposób elementy i budowę dokumentu. W części strategicznej (aKPEiK) przedstawiono (II) **ZAŁOŻENIA I CELE** w pięciu wymiarach unii energetycznej w podziale na **obszary**, w ramach których zgrupowano poszczególne **cele** w ujęciu tematycznym. **Cele** (oznaczone szarym polem) poprzedza krótki opis kontekstowy, a następnie zwięźle określono **politykę** w zakresie ich osiągania oraz wylistowano **kluczowe działania**. Nazwy poszczególnych działań mają format hiperłączy, które pozwalają na przeniesienie się do części (III) **DZIAŁANIA**, gdzie zabrane są wszystkie działania wraz z opisami oraz wykazem podmiotów odpowiedzialnych za realizację. Zostały one przyporządkowane do wymiaru unii energetycznej, ale mogą odnosić się również do innych wymiarów. Odzworowanie opisanej powyżej struktury stanowi w uproszczeniu grafika poniżej.

<sup>5</sup> W rozporządzeniu 2018/1999 użyto słowa ang. *measures*, czyli „środki”. W aKPEiK zastąpiono je słowem „działania”, ponieważ pojęcie „środki” jest wieloznaczne i może powodować niejasności.

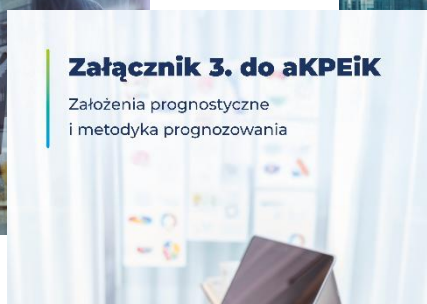


|                                                            |
|------------------------------------------------------------|
| <b>aKPEiK</b>                                              |
| Streszczenie                                               |
| I. Wprowadzenie                                            |
| II. Założenie i cele oraz polityki obszarowe w 5 wymiarach |
| III. Działania                                             |
| IV. Sposób opracowania, realizacji i monitorowania         |
| V. Współpraca regionalna                                   |

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |                          |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------|
| <p><b>Wymiar 1. [Nazwa wymiaru]</b></p> <p><b>Obszar 1.1. [Nazwa definiująca grupę celów]</b></p> <p>Informacja wskazująca czego dotyczą cele wskazane w tym obszarze. W wielu przypadkach zamieszczono ramki umożliwiające zapoznanie się z podstawowymi informacjami lub definicjami obszarowymi.</p> <p><b>Cel 1.1.1. [Nazwa celu]</b></p> <p>Wskazano regulacje UE, wskazujące na potrzebę określenia celu. Opisano kontekst realizacji celu, zaś sposób w jaki będzie realizowany podano niżej – w części <i>Polityka</i>, a następnie podano listę <i>Działań</i>.</p> <p>W ramce podano cele w perspektywie 2030 r. lub wyniki prognoz (nie należy ich traktować jako cele). Cele określono w sposób liczbowy lub jakościowy.</p> <p><b>POLITYKA</b></p> <p>W sposób ogólny opisano podejście wskazujące, w jaki sposób realizowany będzie cel.</p> <p><b>DZIAŁANIA</b></p> <p>Wylistowano działania, które będą przyczyniać się do wdrażania polityki, wraz z numerami, które przypisano w części III. <b>DZIAŁANIA</b>.</p> | <p>Ramka kontekstowa</p> |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------|

Do dokumentu zasadniczego opracowano siedem załączników:

- Załącznik 1. **Scenariusz WAM** – prognozy przyspieszonej transformacji;
- Załącznik 2. **Scenariusz WEM** – prognozy zrównoważonej transformacji;
- Załącznik 3. **Założenia analityczne i metodyka prognozowania** (dla obu scenariuszy);
- Załącznik 4. **Opis środków poprawy efektywności energetycznej i współczynnika PEF w sieci elektroenergetycznej** (opisuje środki mające na celu realizację wymaganych oszczędności końcowego zużycia energii, o których mowa w art. 8 ust. 1 dyrektywy 2023/1791 oraz wartości współczynnika nakładu energii pierwotnej dla energii elektrycznej z sieci elektroenergetycznej (PEF, ang. *Primary Energy Factor*) dla Polski, na podstawie art. 31 dyrektywy 2023/1791);
- Załącznik 5. **Finansowanie transformacji klimatyczno-energetycznej** (w tym opis potrzeb inwestycyjnych);
- Załącznik 6. **Odniesienie do zaleceń Komisji Europejskiej do projektu aKPEiK z 29 lutego 2024 r.**
- Załącznik 7. **Prognoza oddziaływania na środowisko.**





## C) Scenariusz WEM i WAM

Rozporządzenie UE 2018/1999 wskazuje, że KPEiK zawiera dwa scenariusze analityczne: scenariusz WEM – prognozy z istniejącymi politykami i działaniami; oraz scenariusz WAM – prognozy z dodatkowymi politykami i działaniami.

Cele liczbowe wskazane w niniejszym dokumencie opierają się na podstawie analitycznej obu scenariuszy tj. WEM i WAM.

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

W aKPEiK scenariusze są rozumiane w następujący sposób:

**Scenariusz WAM** (załącznik 1) rozumiany jest jako **scenariusz przyspieszonej transformacji**, dążący do realizacji założeń i celów *Fit for 55*. Przewiduje wdrażanie nowych instrumentów polityki klimatyczno-energetycznej w stosunku do dotychczasowych rozwiązań, celem przyspieszenia transformacji przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego i konkurencyjności gospodarki. Mimo tego, że scenariusz WAM wskazuje szerszy wachlarz rozwiązań i działań inwestycyjnych, opracowane prognozy wskazują, że Polska osiąga w nim tylko część wskaźników i celów zawartych w pakiecie *Fit for 55*, w tym 52,7 % redukcji emisji gazów cieplarnianych (w porównaniu do celu UE na poziomie 55%). Wynika to ze znacznego zapóźnienia w procesie transformacji i niedługiego horyzontu czasowego pozostałego do 2030 r., co znacząco determinuje możliwości wdrożenia nowych inwestycji i rozwiązań. Niemniej jednak w perspektywie do 2040 r. Polska gospodarka mogłaby utrzymać tempo transformacji, a co za tym idzie – sukcesywnie poprawiać główne wskaźniki gospodarcze i klimatyczne oraz znacząco obniżyć koszty wytwarzania energii.

**Scenariusz WEM** (załącznik 2) rozumiany jest jako **scenariusz zrównoważonej transformacji** – prognozy opierają się na założeniu kontynuacji obecnych trendów rozwojowych zarówno technologicznych, organizacyjnych, jak i ekonomicznych w tempie zbliżonym do aktualnego. Prognozy w tym scenariuszu zakładają brak gwałtownych zmian czy przełomowych innowacji, a raczej stopniową ewolucję istniejących rozwiązań.

W ramach niniejszego dokumentu wszystkie przyjęte wskaźniki i cele zostały przedstawione w formie **przedziałów wartości, opracowanych w oparciu o dwa wymagane scenariusze WEM oraz WAM**. Przyjęcie podejścia przedziałowego pozwoli na zachowanie elastyczności w planowaniu oraz uwzględnienie zmienności uwarunkowań makroekonomicznych i technologicznych, mogących wpływać na tempo oraz skalę transformacji. Jednocześnie rozwiązanie to umożliwi utrzymanie ambitnego kierunku działań przy równoczesnym zapewnieniu realności i ekonomicznej wykonalności założeń Planu. Cele ujęte w przedziałach ilustrują więc zarówno minimalny, jak i docelowo pożądany poziom zmian.

Warto podkreślić, że w obu scenariuszach – obok trendów związanych z dążeniem do niskoemisyjności, pod uwagę brane były również inne aspekty, w szczególności:

- w sektorze energetycznym – technicznie możliwe tempo odstawień źródeł węglowych, tak aby przyrostowi mocy zeroemisyjnych towarzyszył adekwatny poziom mocy dyspozycyjnych oraz rozwój technologii i rozwiązań gwarantujących **pewność i stabilność dostaw energii** (wystarczalność mocy); brane są pod uwagę trwające i planowane inwestycje, dostępność nowych technologii, które zagwarantują rezerwowanie OZE, przeprowadzona jest optymalizacja ekonomiczna w symulacjach prognostycznych opartych na modelach sektorowych,
- w przemyśle – ocena tempa i głębokości zmian, które mogą zajść w przedsiębiorstwach – mając na względzie nakłady, techniczną możliwość zmiany urządzeń i procesów oraz dostępność nowych technologii,

- wpływ na rynek pracy – poza wsparciem pracowników związanych z gospodarką węglową uwzględnia się to, że wygenerowane w ramach transformacji miejsca pracy powinny być trwałe, o wysokiej wartości dodanej i wzmacniające rozwój kompetencji,
- wpływ na rozwój gospodarczy – przyjmuje się, że dążenie do redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz obniżenia zużycia energii nie powinno ograniczać rozwoju gospodarczego Polski, a wręcz przeciwnie – ma sprzyjać rozwojowi i poprawie konkurencyjności na arenie europejskiej i globalnej.



## **II. Założenia i cele oraz polityki obszarowe**

w 5 wymiarach unii  
energetycznej







## **Wymiar 1.** Obniżenie emisyjności



**Rozwój gospodarki niskoemisyjnej** niesie ze sobą szereg korzyści, które wzmacniają jej stabilność i konkurencyjność. Jednocześnie wiąże się z również wyzwaniami, które wymagają zaadresowania w postaci adekwatnych rozwiązań. Dlatego kluczowe jest zrównoważone i odpowiedzialne planowanie, które łączy cele ekologiczne z technologicznymi, ekonomicznymi i społecznymi. Tylko w ten sposób możliwe jest osiągnięcie długofalowych korzyści, takich jak odporność gospodarki na kryzysy klimatyczne, geopolityczne i ekonomiczne, przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego i wzrostu gospodarczego.

**Obniżenie emisyjności** traktowane jest przez UE jako główny cel działań klimatyczno-energetycznych. **Z perspektywy krajowej cel ten jest rozumiany równorzędnie z innymi wymiarami transformacji energetyczno-klimatycznej**, przy czym kryzys wywołany skutkami pełnoskalowej agresji Rosji na Ukrainę w 2022 r. uwydatnił **kluczowe znaczenie bezpieczeństwa energetycznego** dla gospodarki, w tym wzmacniania niezależności energetycznej. Bez odpowiednio odpornego systemu energetycznego nie będzie możliwości przeprowadzenia transformacji gospodarki w kierunku zeroemisyjnym.

Wpływ na wysokość emisji mają wszystkie sektory, choć w różnym stopniu. Tempo redukcji emisji gazów cieplarnianych (GHG) różni się w zależności od branży, a uniknięcie części emisji w niektórych obszarach – według aktualnej wiedzy i dostępności technologii – jest niezwykle trudne. Dlatego w długiej perspektywie dąży się do neutralności klimatycznej netto, którą możemy zapewnić m.in. poprzez pochłanianie emisji CO<sub>2</sub>.

W tej części aKPEiK zdefiniowano założenia i cele związane z redukcją emisji gazów cieplarnianych w ujęciu ogólnym, jak również z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii, które Unia Europejska uznała za szczególny środek do redukcji GHG. Określono cele szczególne w obszarze dekarbonizacji elektroenergetyki, ciepłownictwa, transportu, przemysłu i rolnictwa. Oceniono także potencjał redukcji emisji w obszarze użytkowania gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwa (LULUCF, ang. *land use, land-use change, and forestry*), czyli sektora kompensującego część emisji z pozostałych sektorów.

Ze względu na pojawiające się coraz częściej ekstremalne zjawiska pogodowe, uwzględniono także – w sposób horyzontalny – zagadnienie adaptacji do zmiany klimatu, jak i cele dotyczące poprawy jakości środowiska, w tym powietrza.

## Obszar 1.1. Redukcja emisji gazów cieplarnianych i wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii (cele ogólne)

W tym obszarze została określona **prognoza redukcji emisji GHG dla całej gospodarki oraz dla sektorów non-ETS<sup>6</sup>**. Obie projekcje wskazano na podstawie analiz prognostycznych. **Wartość redukcji emisji w sektorach objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji – EU ETS** (ang. *European Union Emissions Trading System*) została określona jako prognoza skutków podejmowanych działań.

<sup>6</sup> Dane historyczne dotyczące emisji GHG oraz zanieczyszczeń powietrza publikowane są w Krajowych raportach inwentaryzacyjnych, opracowywanych przez Krajowy Ośrodek Zarządzania i Bilansowania Emisji, [link](#). Wszystkie dane dotyczące emisji przywołane w KPEiK pochodzą z tego źródła. Natomiast prognozy dla scenariuszy WEM i WAM w kontekście emisji znajdują się w Załącznikach 1 i 2 do KPEiK.

W dalszej części dokumentu określono również cele i działania w podziale na sektory gospodarki (rozumiane w sposób zbliżony do klasyfikacji IPCC), dzięki czemu łatwiejsze jest określenie ich wkładu w realizację ogólnego celu krajowego dot. obniżenia emisji gazów cieplarnianych.

Szczególne rolę w redukcji GHG będzie mieć wykorzystanie OZE. Dlatego określony został również cel w **zakresie udziału odnawialnych źródeł energii w końcowym zużyciu energii brutto**.

Dyrektywa RED III wskazuje cele sektorowe (i szczegółowe) w obszarze ciepłownictwa i chłodnictwa oraz transportu. Dla sektora wytwarzania energii elektrycznej dyrektywa nie określa wymaganych poziomów, zatem w KPEiK wskazano orientacyjny udział OZE w tym sektorze. Regulacje w ramach dyrektywy RED III odnoszą się również do określenia celów w sektorach budownictwa i przemysłu.

*Cele i założenia dotyczące udziału OZE w poszczególnych sektorach – mających wpływ na cel ogólny – omówiono w częściach dotyczących dekarbonizacji tych sektorów.*

Zagadnienia dotyczące społeczności lokalnych i prosumentów zostały określone w rozdziale 4. Wewnętrzny rynek energii oraz społeczny aspekt transformacji.

Na krajowe emisje GHG składają się emisje z różnych sektorów gospodarki, które dzieli się według dwóch wiodących metodyk.

Według metodyki przyjętej przez Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu (IPCC, ang. *Intergovernmental Panel on Climate Change*) emisje przypisuje się do sektorów: (1) energii; (2) procesów przemysłowych i użytkowania produktów; (3) rolnictwa; (5) odpadów; przy czym (4) LULUCF może prowadzić do kompensowania emisji z pozostałych sektorów.

Drugi podział związany jest z unijnym systemem handlu uprawnieniami do emisji – na sektory objęte EU ETS oraz nieobjęte tym systemem – non-ETS.

Na cel wykorzystania OZE w końcowym zużyciu energii brutto (cel ogólny) składa się wykorzystanie OZE w:

- (1) elektroenergetyce,
- (2) ciepłownictwie i chłodnictwie oraz
- (3) transporcie.

Największa ilość energii wykorzystywana jest w Polsce na cele ciepłownicze, dlatego przyrost OZE w tym sektorze o nawet 1 pkt proc. Oznacza, w wartościach bezwzględnych, znacznie większą ilość OZE niż w pozostałych sektorach.

### Cel 1.1.1. Ograniczanie emisji gazów cieplarnianych z gospodarki (cel ogólny)

Polska znajduje się w procesie dynamicznych zmian gospodarczych i sektorowych, wpisując się w trendy dążenia do niskoemisyjności przy zagwarantowaniu bezpieczeństwa energetycznego oraz przy uwzględnieniu specyficznych krajowych uwarunkowań. Równoczesny rozwój gospodarczy i redukcja emisji gazów cieplarnianych to, jednakże duże wyzwania dla Polski, zwłaszcza biorąc pod uwagę odmienny punkt startowy w porównaniu z państwami Europy zachodniej. Tak szczególne różnice pomiędzy europejskimi gospodarkami, będące bezpośrednim wynikiem odmiennego dziedzictwa historycznego i systemu gospodarczo-politycznego, wymuszają konieczność wniesienia znacznie większego wysiłku w transformację energetyczno-klimatyczną. Mając to na uwadze, Polska podejmuje wysiłek realizacji europejskich ambicji z uwzględnieniem krajowych realiów.

W grudniu 2020 r. Rada Europejska zwiększyła dotychczasowy **cel UE w zakresie ograniczenia emisji gazów cieplarnianych** z poziomu 40% do **55% w stosunku do poziomu z 1990 r.**, co następnie znalazło odzworowanie w przepisach rozporządzenia UE 2021/1119 – tj. Europejskim prawie o klimacie<sup>7</sup>. W dn. 13 listopada 2025 r., mimo sprzeciwu niektórych państw członkowskich (w tym Polski) Rada Europejska przegłosowała niejednogłośnie ustanowienie nowego pośredniego celu (przed osiągnięciem neutralności klimatycznej w 2050 r.) **90% redukcji emisji gazów cieplarnianych do roku 2040**. Zwiększanie ambicji ma

<sup>7</sup> Art. 4 rozporządzenia UE 2021/1119.

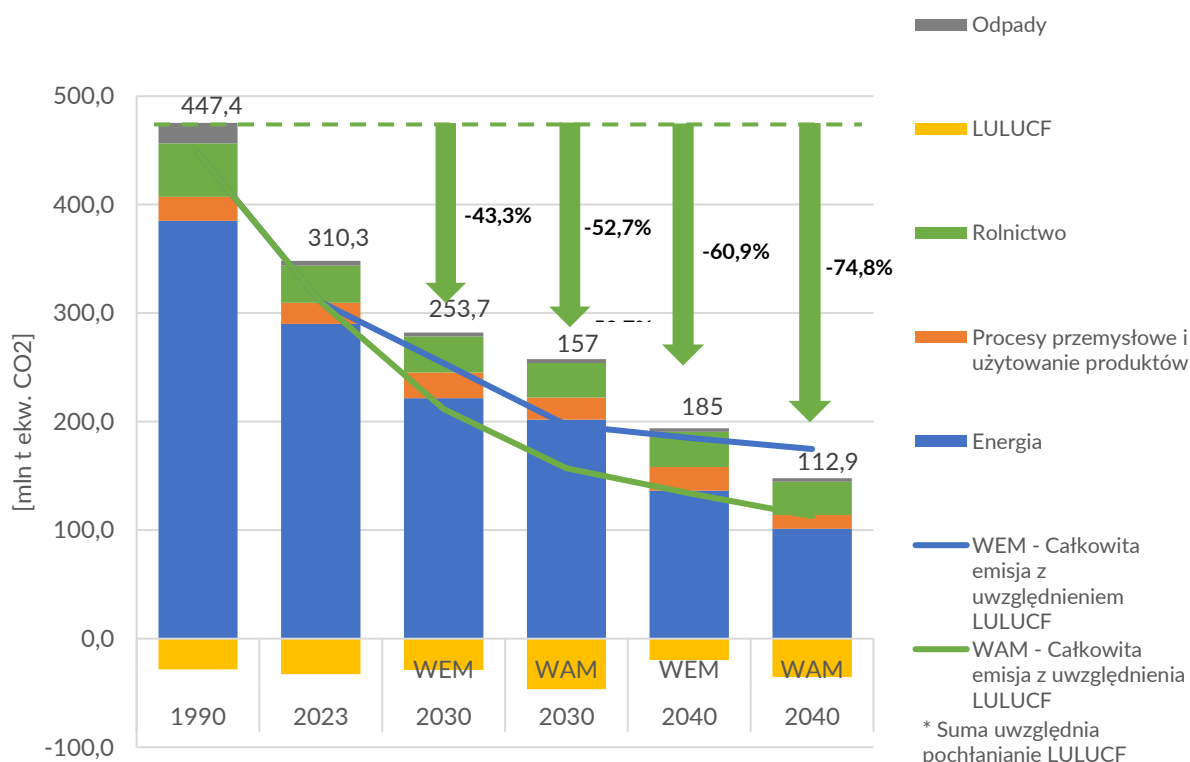


na celu spozycjonowanie UE jako lidera w realizacji tzw. **Porozumienia Paryskiego**, którego operacjonalizacja ma prowadzić do zatrzymania wzrostu globalnej temperatury na poziomie poniżej 2°C w stosunku do poziomów sprzed ery przemysłowej przy jednoczesnym wysiłku, by było to nie więcej niż 1,5 C.

Podobnie jak dotychczas, regulacje UE nie określają celów dla poszczególnych państw członkowskich w odniesieniu do całkowitych emisji GHG. Państwa deklarują **kontrybucję do osiągnięcia celu unijnego na poziomie 55% w 2030 r. w stosunku do poziomu z 1990 r.** Przy wyznaczaniu kontrybucji krajowej najważniejszym jest uwzględnienie krajowych uwarunkowań, punktu startowego i realnych możliwości redukcji emisji w danym horyzoncie czasowym.

**Scenariusz WEM wskazuje możliwość osiągnięcia redukcji emisji GHG w całej gospodarce o 43,3% w 2030 r. (do ok. 253,7 mln t ekw. CO<sub>2</sub> (z uwzględnieniem pochłaniania LULUCF)). W przypadku scenariusza WAM jest to odpowiednio 52,7 % w 2030 r (do ok. 211,7 mln t ekw. CO<sub>2</sub> (z uwzględnieniem pochłaniania LULUCF)).**  
*[szacunki nie mają charakteru celu]*

Zgodnie z prognozami Polska w 2040 r. może osiągnąć redukcję emisji GHG w całej gospodarce (z uwzględnieniem pochłaniania LULUCF) dla scenariusza WEM o ok. 60,9%. (do poziomu ok. 174,8 mln t ekw. CO<sub>2</sub>). W przypadku scenariusza WAM jest to redukcja o 74,8% (do poziomu ok. 112,8 mln t ekw. CO<sub>2</sub>)



Wykres 1. Redukcja emisji gazów cieplarnianych [mln t ekw. CO<sub>2</sub>]

Warto podkreślić, że do 2023 r. ograniczenie krajowej emisji GHG w porównaniu z 1990 r. wyniosło niemal 29%. Zatem wskazana – jako wartość wynikowa działań przyjętych w scenariuszu WAM – redukcja emisji na poziomie 52,7% do 2030 r. to efekt znacznej intensyfikacji działań. Największy udział w emisjach GHG ma sektor energii, ale równocześnie największa redukcja emisji GHG osiągnięta zostanie właśnie w tym sektorze (o ok. 42,4% - 47,6% w 2030 r. w stosunku do 1990 r., do poziomu ok. 221,7 - 201,9 mln t ekw. CO<sub>2</sub>). Prognozy na 2040 r. wskazują możliwość osiągnięcia redukcji emisji w sektorze energii o ok.

64,6% - 73,7% (do poziomu ok. 136,3 – 101,2 mln t ekw. CO<sub>2</sub>). Główny wkład wniesie sektor produkcji energii elektrycznej i ciepła. Jednocześnie prognozy wskazują, że redukcja emisji GHG w pozostałych sektorach jest trudniejsza z uwagi na kilka czynników. Trudności te wynikają z wciąż ograniczonej wiedzy lub braku alternatywnych rozwiązań możliwych do wprowadzenia, co jest widoczne na przykład w rolnictwie. Dodatkowo, problemem jest zbyt niskie poziom wykorzystania innowacji oraz fakt, że osiągnięte redukcje emisyjności poszczególnych procesów nie przekładają się na zmniejszenie całkowitego poziomu emisji, ponieważ rośnie aktywność w sektorach takich jak transport czy przemysł.

Tabela 1. Prognozy emisji gazów cieplarnianych w 2030 i 2040 r. na tle 1990 i 2023 r. dla scenariusza WAM i WEM [mln t ekw. CO<sub>2</sub>] r.

| [mln t ekw. CO <sub>2</sub> ]                      | 1990         | 2023         | 2030         |              | 2030/1990   |             | 2040/1990   |             |
|----------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
|                                                    |              |              | WEM          | WAM          | WEM         | WAM         | WEM         | WAM         |
| <b>Energia</b>                                     | 385,1        | 290,0        | 221,7        | 201,9        | -42%        | -48%        | -65%        | -74%        |
| elektrownie i elektrociepłownie                    | 186,9        | 110,9        | 72,6         | 62,2         | -61%        | -67%        | -87%        | -96%        |
| ciepłownie                                         | 41,3         | 8,7          | 6,0          | 4,5          | -85%        | -89%        | -94%        | -95%        |
| przemysł wytwórczy                                 | 42,8         | 26,4         | 25,1         | 22,0         | -41%        | -49%        | -56%        | -66%        |
| transport                                          | 20,7         | 68,3         | 58,4         | 58,1         | 181%        | 180%        | 122%        | 117%        |
| gospodarstwa domowe                                | 38,2         | 30,9         | 20,4         | 17,7         | -46%        | -54%        | -65%        | -83%        |
| spalanie paliw w pozostałych sektorach             | 26,1         | 24,2         | 21,4         | 19,9         | -18%        | -24%        | -31%        | -47%        |
| emisja lotna paliw                                 | 29,2         | 20,6         | 17,8         | 17,6         | -39%        | -40%        | -55%        | -59%        |
| <b>Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów</b> | 22,0         | 19,6         | 23,7         | 20,3         | 8%          | -8%         | 0%          | -42%        |
| <b>Rolnictwo</b>                                   | 49,3         | 34,3         | 33,1         | 32           | -33%        | -35%        | -34%        | -38%        |
| <b>LULUCF (pochłanianie)</b>                       | -28,3        | -32,7        | -28,8        | -46,5        | 2%          | 64%         | -31%        | 25%         |
| <b>Odpady</b>                                      | 19,1         | 4,2          | 3,6          | 3,6          | -81%        | -81%        | -83%        | -83%        |
| <b>Emisja pośrednia CO<sub>2</sub></b>             | 0,3          | 0,4          | 0,4          | 0,4          | -33%        | -33%        | -33%        | -33%        |
| <b>Całkowita emisja bez uwzględnienia LULUCF</b>   | 475,7        | 348,4        | 282,5        | 258,2        | -56%        | -56%        | -51%        | -51%        |
| <b>Całkowita emisja z uwzględnieniem LULUCF</b>    | <b>447,4</b> | <b>315,7</b> | <b>253,7</b> | <b>211,7</b> | <b>-43%</b> | <b>-53%</b> | <b>-61%</b> | <b>-75%</b> |

Sektor „energia” odnosi się do spalania paliw w energetyce, przemyśle wytwórczym, transporcie i innych sektorach oraz emisję lotną z paliw (zgodnie z metodyką IPCC).

Wyszczególnienie dla sektora „energii” w tabeli odnosi się do następujących kategorii: elektrownie i elektrociepłownie – 1.A.1.a.ii; ciepłownie – 1.A.1.a.iii; przemysł wytwórczy – 1.A.2; transport – 1.A.3; gospodarstwa domowe – 1.A.4.b; spalanie paliw w pozostałych sektorach, tj. w rafineriach – 1.A.1.b; innych przemysłach energetycznych – 1.A.1.c; handlu, usługach, instytucjach – 1.A.4.a, w rolnictwie, leśnictwie, rybołówstwie – 1.A.1.c.

Sektor „procesy przemysłowe i użytkowanie produktów” obejmuje emisje towarzyszące procesom produkcji produktów mineralnych, w przemyśle chemicznym, w produkcji metali. Emisje w tej kategorii obejmują emisje z procesów, ale nie emisje ze spalania paliw na potrzeby wytworzenia energii.

## POLITYKA

Do realizacji celu przyczyniać się będzie **podejmowanie wysiłków dekarbonizacyjnych we wszystkich sektorach gospodarki**, z zachowaniem bezpieczeństwa energetycznego i żywnościowego oraz racjonalnego inwestowania środków dla społeczeństwa oraz podmiotów gospodarczych. Znaczenie będzie mieć także pochłanianie emisji przez sektor użytkowania gruntów i leśnictwa (LULUCF), a w bardziej odległej przyszłości być może również rozwiązania wychytujące emisje bezpośrednio z powietrza (DACCS, ang. *direct air capture with capture and storage*).

Uszczegółowienie ww. kwestii stanowią polityki i działania wskazane przy kolejnych celach sektorowych.

## DZIAŁANIA:

Do realizacji celu ogólnego przyczyniać się będą działania wskazane przy kolejnych celach szczegółowych odnoszących się do właściwych sektorów.

### Cel 1.1.2. Ograniczanie emisji gazów cieplarnianych w sektorach non-ETS (ESR) i szacowana redukcja w sektorach ETS

Unijna polityka w zakresie obniżania poziomu emisji GHG różni się w zależności od sektorów. Sektory energetyki (elektroenergetyki i ciepłownictwa), przemysłu energochłonnego i lotniczego oraz transport morski, objęte są europejskim systemem handlu uprawnieniami do emisji – EU ETS, przy czym odpowiadają one za około połowę emisji GHG w Polsce. **Emisje z sektorów EU ETS powinny być w UE niższe o 62% niż w 2005 r.** (poprzednio 43%), do czego ma doprowadzić m.in. wdrożenie dyrektywy 2023/959/UE, zmieniającej dyrektywę 2003/87/WE – tj. dyrektywy ETS<sup>8</sup>. Nie zostały w niej zdefiniowane cele dla poszczególnych państw członkowskich UE. Polska nie określa wkładu w tym zakresie, lecz podaje szacunkową wartość, jaką może osiągnąć jako wkład w realizację unijnego celu.

**Prognozy wskazują, że Polska może osiągnąć redukcję emisji w sektorach objętych EU ETS w stosunku do poziomu z 2005 r. dla scenariusza WEM do 113 mln t. ekw. CO<sub>2</sub> i do 58,3 mln t. ekw. CO<sub>2</sub> w 2040 r., w przypadku scenariusza WAM to 102,8 mln t ekw. CO<sub>2</sub> i 33 mln t ekw. CO<sub>2</sub> w roku 2040 r. osiągnięcia redukcji**  
*[szacunki nie mają charakteru celu]*

Na podstawie rozporządzenia UE 2023/857 (nowelizującego rozporządzenie ESR) dla pozostałych sektorów (budynki, transport drogowy i transport morski, rolnictwo, odpady, drobny przemysł) objętych wspólnym wysiłkiem redukcyjnym -zwanych dotychczas non-ETS - został określony unijny cel redukcyjny na poziomie 40% w 2030 r. w porównaniu do poziomu z 2005 r.<sup>9</sup> (dotychczas 29%). **Dla Polski określony został wiążący cel redukcji emisji w sektorach non-ETS o 17,7% w stosunku do 2005 r.**<sup>10</sup>

**Zgodnie z prognozami na 2030 r. Polska może osiągnąć redukcję emisji GHG w sektorach non-ETS na poziomie ok. 12,0% w scenariuszu WEM (do ok. 169,4 mln t ekw. CO<sub>2</sub>) dążąc do 19,4% (do 155,1 mln t ekw. CO<sub>2</sub>) zgodnie ze scenariuszem WAM.**

Na 2040 r. prognozuje się redukcję o **29,5% (do ok. 135,6 mln t ekw. CO<sub>2</sub>) dla scenariusza WEM** oraz o **40,4% (do ok. 114,7 mln t ekw. CO<sub>2</sub>) w przypadku scenariusza WAM**. Realizacja celu w sektorach non-ETS zależeć będzie zarówno od skuteczności działań, jak również od zaangażowania na poziomie społecznym.

Dodatkowo nowe regulacje dyrektywy EU ETS mają skutkować osiągnięciem nowego celu dla sektora budowlanego (obejmującego gospodarstwa domowe) i transportu drogowego<sup>11</sup>, przez objęcie ich nowym systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych – EU ETS-2 / BRT ETS (ang. *buildings*,

<sup>8</sup> Pkt 39 preambuły do dyrektywy ETS – 2023/959/UE.

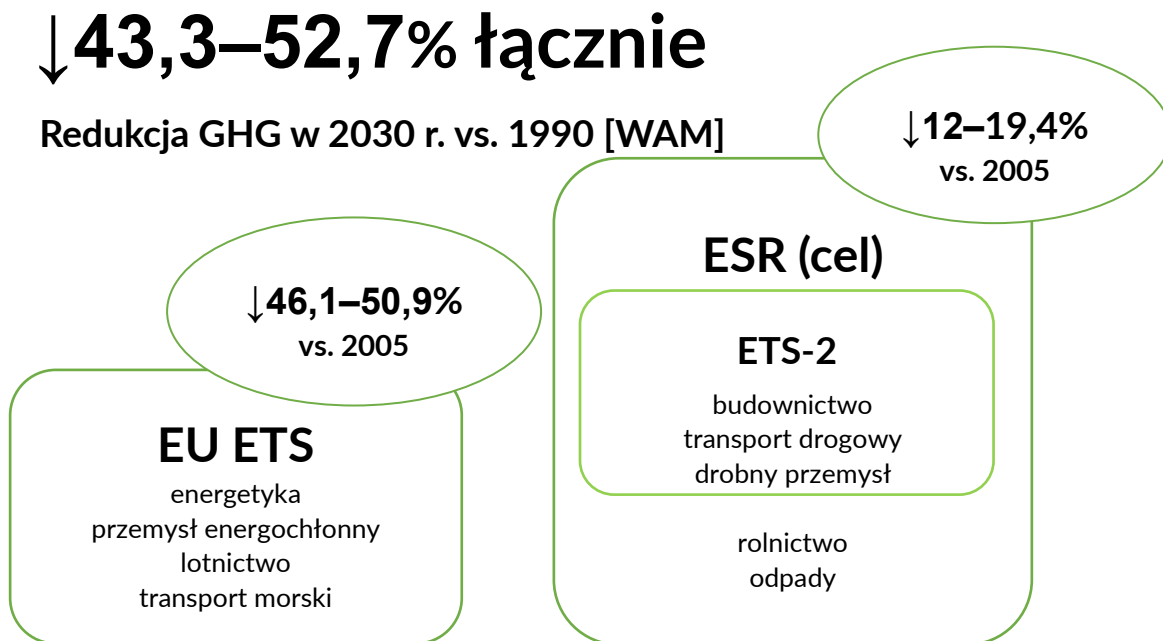
<sup>9</sup> Art. 1 rozporządzenia ESR.

<sup>10</sup> Załącznik 1 rozporządzenia ESR.

<sup>11</sup> System ETS-2 ma obejmować także kilka dodatkowych, szczegółowych działalności, np. ogrzewanie obiektów przemysłowych.



road transport and additional sectors), którego uruchomienie przesunięto na 2028<sup>12</sup> r. Działanie to ma skutkować redukcją GHG w tych sektorach w całej UE o 43% w porównaniu do poziomów z 2005 r. Nie określono oddzielnych celów dla państw członkowskich<sup>13</sup>. Tym samym redukcja emisji w tych sektorach wciąż będzie włączona w realizację wspólnego wysiłku redukcyjnego (ESR), a jednocześnie będzie wpływać na realizację odrębnego celu, wyznaczonego tylko dla tych sektorów. Wykorzystanie paliw kopalnych w tych sektorach będzie obciążone kosztem uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Będzie to stanowić zachętę do ograniczania ich zużycia, przy czym należy kontrolować ryzyko wzrostu cen oraz pogłębienia ubóstwa (w tym energetycznego i transportowego). Zmianę paliwową utrudniać mogą bariery techniczne, ekonomiczne i społeczne.



Rysunek 3. Redukcja GHG w 2030 r. vs. 1990 r. w scenariuszu WAM [%]

## POLITYKA

Cel redukcyjny dla **sektorów non-ETS** będzie realizowany w oparciu o polityki i działania w poszczególnych obszarach objętych wspólnym wysiłkiem redukcyjnym. O ile zajdzie taka potrzeba, Polska będzie wykorzystywać mechanizmy elastyczności, które zostały przewidziane w rozporządzeniu ESR:

- elastyczność LULUCF (art. 7);
- wykorzystanie mechanizmu dostosowania – pozyskania dodatkowej puli (art. 10 ust. 2);
- przenoszenie, pożyczanie i transferowanie jednostek AEA (ang. *Annual Emission Allocation*) (art. 5), czyli krajowych limitów emisji w non-ETS;
- wykorzystanie rezerwy bezpieczeństwa (art. 11).

W odniesieniu do kontrybucji Polski do ogólnounijnych celów redukcji emisji GHG w **sektorach objętych EU ETS**, kluczowym mechanizmem jest udział tych sektorów w systemie. Chęć uniknięcia kosztów zakupu uprawnień do emisji stanowi motywację do realizacji inwestycji skutkujących redukcją emisji. Ponadto

<sup>12</sup> W 2025 r. trwały wzmożone dyskusje na forum UE nt. możliwości przesunięcia w czasie wdrożenia EU ETS-2

<sup>13</sup> Art. 1 pkt 29 dyrektywy ETS – dodanie art. 30a–30k w dyrektywie 2003/87/WE.

dodatkowe cele szczegółowe określone dla poszczególnych sektorów będą wpływać na spadek emisji odnoszący się do całkowitego wkładu redukcyjnego sektorów EU ETS.

Kontrybucja do ogólnounijnego celu **w sektorach** transportu drogowego i ogrzewania budynków – **objętych EU ETS-2** od 2028 r., będzie odbywać się dzięki rozwojowi produkcji dostępnych cenowo czystych technologii oraz programom finansowanym ze środków publicznych wspierającym modernizację technologiczną w tych sektorach. Motywacja do redukcji emisji GHG w tych sektorach wynika także z potrzeby realizacji innych celów klimatyczno-energetycznych.

Ww. kwestie zostały uszczegółowione w opisie polityk i działań wskazanych w kolejnych celach sektorowych.

## DZIAŁANIA:

Do realizacji celu ogólnego przyczyniać się będą działania wskazane przy kolejnych celach szczegółowych, odnoszących się właściwych sektorów.

### Cel 1.1.3. Wzrost udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto ogółem (cel ogólny)

Dyrektywa 2018/2001/UE (dyrektywa RED II) przewidywała, że udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto będzie wynosił 32% w 2030 r.<sup>14</sup>, a każde państwo członkowskie miało wnieść swój wkład krajowy w realizację tego celu. W KPEiK z 2019 r. Polska zadeklarowała kontrybucję do celu UE przez osiągnięcie udziału OZE na poziomie 21–23% w 2030 r.

Ambicje UE zostały zrewidowane w ramach pakietu regulacji *Fit for 55 – Gotowi na 55*. Pierwsza propozycja wskazywała cel na poziomie 40%, a ostatecznie w dyrektywie 2023/2415/UE (dyrektywa RED III) określono **cel udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto w UE na poziomie 42,5% w 2030 r.**<sup>15</sup>, przy czym dodatkowo realizacja *RePowerUE* powinna przyczynić się do zwiększenia udziału OZE o dodatkowe 2,5 pkt proc. Z powyższego względu **UE będzie dążyć do poziomu 45% OZE w zużyciu końcowym energii w 2030 r.** Również w tym przypadku nie zostały wskazane cele indywidualne dla państw członkowskich, ale *Ocena wpływu regulacji*<sup>16</sup> dla projektu RED III zawiera orientacyjny poziom dla Polski 31-32% udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto (obliczenia wykonane na etapie propozycji celu UE – 40%).

**Scenariusz WEM wskazuje na 2030 r. cel 30% udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto. W scenariuszu WAM udział ten może wzrosnąć do 32% w 2030 r.**

Prognozy dla scenariusza WEM wskazują w 2040 r. 44% udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto. Natomiast w scenariuszu WAM wartość ta może wzrosnąć nawet do 52% w 2040 r.

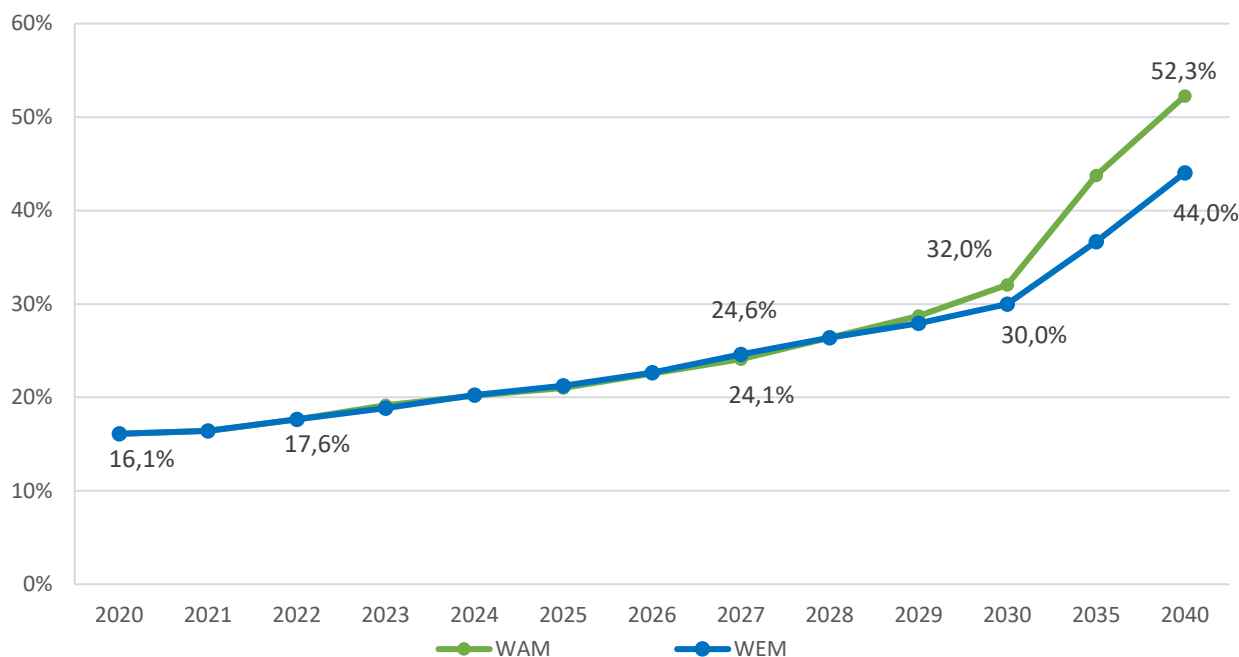
Rewizja krajowego celu na 2030 r. w porównaniu z KPEiK z 2019 r. jest możliwa dzięki rozwojowi OZE w ostatnich latach (w szczególności w sektorze elektroenergetycznym) oraz popularyzacji rozproszonej produkcji energii w instalacjach prosumenckich. Równocześnie, biorąc pod uwagę, że w 2024 r. udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto wynosił 17,7%, realizacja nowego celu do 2030 r. – czyli niemal

<sup>14</sup> Art. 3 dyrektywy RED II.

<sup>15</sup> Art. 1 pkt 2 lit. a dyrektywy RED III.

<sup>16</sup> *Impact Assessment Report Accompanying the Proposal for a Directive of the European Parliament and the Council amending Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council, Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council and Directive 98/70/EC of the European Parliament and of the Council as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652*, tabela 11, [link](#)

podwojenie udziału – będzie wymagała podjęcia dodatkowych wysiłków oraz realizacji działań w sposób zdeterminowany i konsekwentny.



Wykres 2. Udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto w scenariuszach WEM i WAM

## 30–32% OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r.



Rysunek 4. Zużycie OZE w sektorach i w końcowym zużyciu energii w porównaniu do KPEiK z 2019 r.

Najwięcej energii zużywane jest na cele ciepłownicze, dlatego też udział każdego punktu procentowego OZE w elektroenergetyce i transporcie w wartościach bezwzględnych stanowi niższy wkład do celu ogólnego w perspektywie do 2030 r. W kolejnej dekadzie trend ten ulegnie zmianie ze względu na zwiększenie znaczenia elektryfikacji ciepłownictwa i transportu.

Prognozy wskazują, że zmiany najszybciej zachodzić będą w sektorze elektroenergetycznym, w którym udział OZE w 2030 r. może osiągnąć według scenariusza WEM 51,6% (8,4 Mtoe) oraz 65,6% (13,2 Mtoe) w 2040 r., natomiast według scenariusza WAM 53,2% (8,6 Mtoe) oraz 68,9% (14,9 Mtoe) w 2040 r.

Udział OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie może wynieść według scenariusza WEM **31,6% (10,1 Mtoe) oraz 43,5% (12,4 Mtoe) w 2040 r.**, natomiast według scenariusza WAM **36,5% (10,9 Mtoe) oraz 56,7% (14,2 Mtoe) w 2040 r.**

W transporcie udział OZE wyniesie według scenariusza WEM **16,5% (2,5 Mtoe) w 2030 r. i 32,2% (3,5 Mtoe) w 2040 r.** natomiast według scenariusza WAM **16,5% (2,5 Mtoe) oraz 44,8% (4,2 Mtoe) w 2040 r.**<sup>17</sup>

Mając na uwadze dotychczasowe postępy dotyczące rozwoju OZE, zobowiązania na 2030 r. - zarówno unijne, jak i krajowe - należy uznać za ambitne. Każdy z sektorów cechuje się inną specyfiką i występują w nich inne wyzwania. Cechą wspólną dla wszystkich obszarów w zakresie intensywniejszego zazielenienia jest zależność od postępu technologicznego – zarówno w zakresie aktualnie znanych sposobów wytwarzania energii oraz rozwiązań towarzyszących OZE (w tym np. technologii bilansowania, magazynowania energii, elastyczności odbioru), jak i w zupełnie nowych technologiach. Ocenia się, że najtrudniejszy do zrealizowania będzie cel w zakresie transportu.

*Szczegółowe prognozy dotyczące zużycia OZE w końcowym zużyciu energii brutto i w poszczególnych sektorach w scenariuszu WAM znajdują się w załączniku 1 oraz w załączniku 2.*

## POLITYKA

Rozwój odnawialnych źródeł energii jest jednym z głównych narzędzi dekarbonizacji gospodarki. Priorytetem w tym obszarze są działania mające na celu nie tylko bezpośredni przyrost wykorzystania najbardziej popularnych technologii (w szczególności energetyki wiatrowej, słonecznej i in.), zastosowanie pomp ciepła i rozwój elektromobilności (drogowej i szynowej), ale przede wszystkim zapewnienie technicznych możliwości przyrostu OZE – od dostosowania infrastruktury przesyłu i dystrybucji energii, rozwoju stabilnych i sterowalnych źródeł rezerwowych, rozwój elastyczności generacji i odbioru, przez rozwój magazynowania energii po rozwój infrastruktury paliw alternatywnych.

*Ww. kwestie są uszczegółowione poprzez polityki i działania wskazane przy celach sektorowych.*

## DZIAŁANIA

*Do realizacji celu ogólnego przyczyniać się będą działania wskazane przy kolejnych celach sektorowych.*

## Obszar 1.2. Dekarbonizacja i rozwój OZE według sektorów

Jak wskazano przy opisie celu ogólnego w zakresie redukcji emisji – do jego realizacji przyczyniać się musi podejmowanie wysiłków niskoemisyjnych we wszystkich sektorach gospodarki. Powyżej określono cel dotyczący redukcji emisji GHG w sektorach nieobjętych systemem EU ETS oraz prognozy ograniczenia emisji w sektorach objętych tym systemem, natomiast w tej części wskazano w jaki sposób odbywać się będzie dążenie do niskoemisyjnej transformacji sektorów:

- elektroenergetyki,
- ciepłownictwa,

<sup>17</sup> Łączne zużycie OZE w końcowym zużyciu energii brutto może wynieść ok. 20,7 Mtoe (scenariusz WEM) lub 21,8 Mtoe (scenariusz WAM) w 2030 r., a łączne zużycie energii finalnej w oparciu, o które ustala się udział OZE może wynieść odpowiednio ok. 66 Mtoe oraz 64,4 Mtoe dla scenariusza WEM i WAM. Ponieważ do obliczania udziału w podsektorach wykorzystuje się odpowiednie mnożniki, suma wartości w tekście przewyższa podane łączne wartości zużycia OZE.

- transportu,
- przemysłu,
- rolnictwa.

### Cel 1.2.1. Redukcja emisji GHG w sektorze elektroenergetycznym, w tym rozwój OZE

Polski sektor elektroenergetyczny historycznie oparty został na elektrowniach węglowych, ze względu na dostęp surowca i decyzje polityczne ubiegłego wieku. Dlatego punkt startowy naszego kraju w zakresie dekarbonizacji był trudny w porównaniu z innymi państwami członkowskimi UE, biorąc także pod uwagę ograniczone możliwości ekonomiczne.

Na przestrzeni ostatnich 10 lat w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE) nastąpiła szybka zmiana struktury mocy zainstalowanej i produkcji energii elektrycznej. W latach 2020-2025 moc zainstalowana w KSE wzrosła o ponad połowę z ok. 47 GW do ok. 75 GW, do czego przyczyniły się przede wszystkim: rozwój OZE i mocy gazowych. Największy wpływ na poziom emisji gazów cieplarnianych oraz emisyjność wytwarzania energii elektrycznej mają elektrownie węglowe, zwłaszcza te w najłabszym stanie technicznym. W poprzednich latach dokonano wielu inwestycji, które pozwoliły na zredukowanie wpływu starszych jednostek węglowych na środowisko. Ostatnie wdrożone bloki węglowe cechują się niższą emisyjnością, wyższą sprawnością i elastycznością generacji niż starsze jednostki. Kluczową rolę w obniżaniu emisyjności odgrywały dotychczas nowe moce oparte na odnawialnych źródłach energii – elektrownie wiatrowe i słoneczne, przy czym ze względu na ich wysoką zależność od warunków pogodowych, konieczne były również inwestycje w moce dyspozycyjne. W tym okresie zainicjowano i zrealizowano budowę pierwszych elektrowni gazowych, które cechują się niższą emisyjnością niż jednostki węglowe, dlatego dalszy rozwój tego segmentu będzie stanowił „pomost” na drodze do przekształcenia sektora wytwórczego na zeroemisyjny.

**Scenariusz WEM wskazuje na 2030 r. możliwość osiągnięcia 54% redukcji emisji w sektorze elektroenergetycznym. W scenariuszu WAM redukcja może osiągnąć odpowiednio 61% w 2030 r. (w stosunku do 2005 r.)**

*[szacunki nie mają charakteru celu]*

Prognozy dla scenariusza WEM wskazują w 2040 r. możliwość obniżenia emisji o 84% w sektorze elektroenergetycznym. Natomiast w scenariuszu WAM w 2040 r. wartość ta może wzrosnąć nawet do 95%.

Do tak głębokiej dekarbonizacji elektroenergetyki przyczyni się w perspektywie 2030 r. rozwój OZE i magazynowania energii, a po 2035 r. dodatkowo energetyka jądrowa. W długiej perspektywie rolę w dekarbonizacji może odegrać także popularyzacja technologii CCS (wychwyt i składowanie CO<sub>2</sub>, ang. carbon capture and storage) oraz CCU (wychwyt i wykorzystanie CO<sub>2</sub>, ang. carbon capture and utilization). Potencjał tej technologii dotyczy zarówno elektrowni na paliwa kopalne, jednostek biomasowych, jak i biometanowych (bio-CCS lub BECCS, ang. bioenergy with carbon capture and storage), jednakże największy potencjał zastosowania CCS/CCSU jest postrzegany w przemyśle, zwłaszcza mineralnym.

Magazynowanie energii odgrywa kluczową rolę w rozwoju odnawialnych źródeł energii, ponieważ pozwala na efektywne zarządzanie zmiennością i niestabilnością ich produkcji. Energia słoneczna i wiatrowa są zależne od warunków pogodowych, pory dnia i roku, co oznacza, że takie źródła nie zawsze produkują energię wtedy, gdy jest ona najbardziej potrzebna. Systemy magazynowania np. baterie, magazyny ciepłe czy wodór, umożliwiają gromadzenie nadwyżek zielonej energii w okresach wysokiej produkcji i jej wykorzystanie w momentach zwiększonego zapotrzebowania lub niskiej generacji. Rozwiązania te poprawiają elastyczność pracy systemu elektroenergetycznego i zapewniają jego

integrację z sektorem ciepłowniczym. Magazynowanie energii pozytywnie wpływać będzie na zapewnienie ciągłości dostaw, zwiększenie niezawodności systemu energetycznego oraz integrację większej ilości OZE zmniejszając ryzyka przeciążenia sieci.

Dyrektywa RED III i wcześniejsza dyrektywa RED II nie wskazują zobowiązań dla państw członkowskich ani celów unijnych w zakresie osiągnięcia określonego udziału OZE w zużyciu energii elektrycznej. Jednak zazielenienie ww. sektora następuje w sposób bardziej dynamiczny niż w innych sektorach, m.in. ze względu na dojrzałość technologii, postępującą redukcję kosztów technologicznych czy prostszą integrację z istniejącą infrastrukturą. Przyrosty mocy następują w tym sektorze szybciej niż w ciepłownictwie czy transporcie.

**Rozwój OZE w elektroenergetyce** to trend globalny, również w Polsce następował intensywny przyrost tych mocy – w latach 2015–2025 nastąpił wzrost z ok. 7,1 GW do ponad 36,8 GW<sup>18</sup>, co stanowiło większość nowo zainstalowanych mocy w KSE. Wynika to z rosnącej popularności energetyki słonecznej i wiatrowej, choć przyrost udziału tych źródeł w produkcji energii staje się wolniejszy, ze względu na ich zależność od warunków atmosferycznych. Rolę uzupełniającą odgrywają także elektrownie na biomasę, biogaz, a w przyszłości także na biometan. Jednostki o całkowitej nominalnej mocy cieplnej powyżej 2 MW w przypadku gazowych paliw z biomasy oraz powyżej 20 MW (a następnie 7,5 MW po implementacji RED III) w przypadku stałych paliw z biomasy są zobowiązane do wykazywania, że wykorzystywana przez nich biomasa **spełnia kryteria zrównoważonego rozwoju**. Wzrastała będzie rola dyspozycyjnych bloków gazowych zasilanych - z czasem także uzupełniająco - biometanem wprowadzanym do sieci gazowej. Moce gazowe stanowią będą wsparcie dla systemu elektroenergetycznego, gdzie dominującą rolę odgrywać będą OZE zależne od warunków pogodowych (kwestia elastyczności systemu elektroenergetycznego). Polska nie posiada znaczącego potencjału hydrologicznego, który pozwoliłby na zwiększenie roli hydroelektrowni przepływowych. Niemniej energia wody może być wykorzystywana w elektrowniach szczytowo-pompowych (które nie są zaliczane do OZE), wspierając potrzeby regulowania systemu i stanowiąc jednocześnie magazyny energii.

Prognozy towarzyszące KPEiK z 2019 r. wskazywały, że udział OZE w produkcji energii elektrycznej może osiągnąć ok. 32% w 2030 r. i blisko 40% w 2040 r. Dzięki dynamicznemu rozwojowi fotowoltaiki i energetyki wiatrowej na lądzie, a także dzięki systemom wsparcia i inwestycjom w infrastrukturę liniową wcześniej prognozowany na 2030 r. cel został osiągnięty z ok. pięcioletnim wyprzedzeniem. Obecna ocena potencjału rozwoju OZE pozwala na zwiększenie ambicji.

**Scenariusz WEM wskazuje na 2030 r. możliwość osiągnięcia 51,6% udziału OZE w zużyciu energii końcowej w elektroenergetyce. W scenariuszu WAM udział może wzrosnąć do odpowiednio 53,2% w 2030 r.**

*[szacunki nie mają charakteru celu]*

Prognozy dla scenariusza WEM wskazują w 2040 r. możliwość osiągnięcia 65,6% udziału OZE końcowym zużyciu energii w elektroenergetyce. Natomiast w scenariuszu WAM w 2040 r. wartość ta może wzrosnąć nawet do 68,9%.

Według scenariusza WAM w perspektywie 2030 r. i 2040 r. do przyrostu mocy wytwórczych OZE w największym stopniu przyczyniać się będą **elektrownie słoneczne** (o mocy zainstalowanej ok. **32,4 GW** w 2030 r. i **43,0 GW** w 2040 r.), następnie **elektrownie wiatrowe na lądzie** (o mocy zainstalowanej ok. **16,5 GW** w 2030 r. i **28,8 GW** w 2040 r.) i wiatrowe na morzu (ok. **5,9 GW** w 2030 r. i **16 GW** w 2040 r.), które funkcjonować będą w KSE od ok. 2026 r. Zgodnie ze scenariuszem WEM moc elektrowni słonecznych wyniesie **30,5 GW** w 2030 r. i **48,9 GW** w 2040 r., moc lądowych elektrowni wiatrowych

<sup>18</sup> Informacja statystyczna o energii elektrycznej. Biuletyn miesięczny – wrzesień 2025, nr 9 (381), ARE S.A. w imieniu ministra właściwego ds. energii i Prezesa URE.



**15,8 GW** w 2030 r. i **20,4 GW** w 2040 r., natomiast morskich elektrowni wiatrowych **5,93 GW** i **11,8 GW** odpowiednio w 2030 r. i 2040 r.

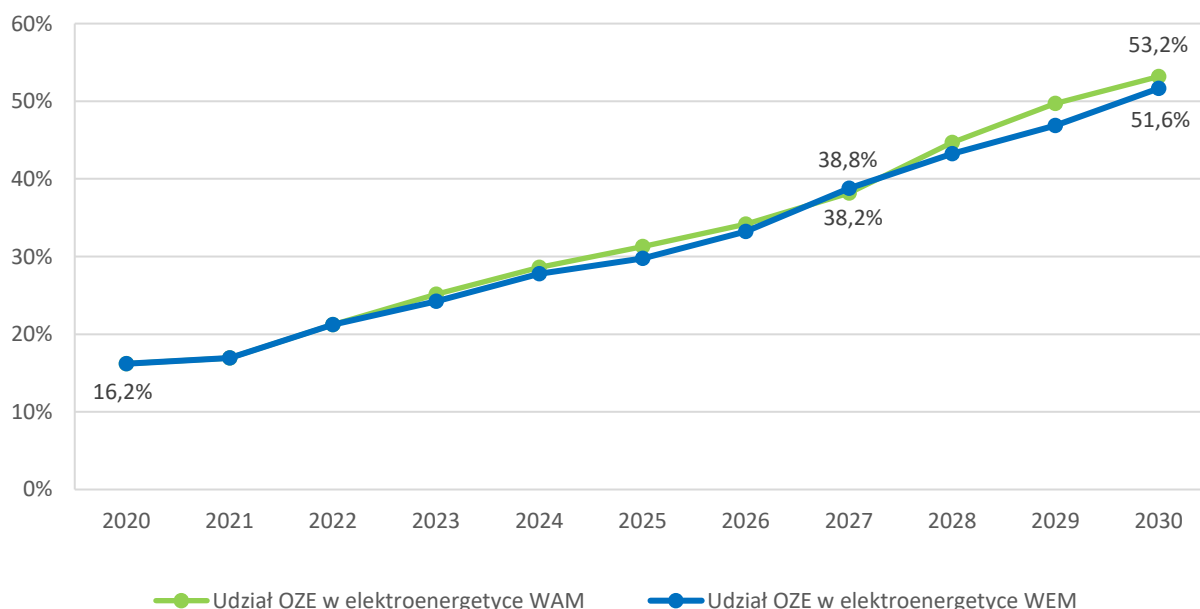
W przyszłości biometan oraz wodór odnawialny będą mogły pełnić rolę paliwa szczytowego, wykorzystywanego w okresach najwyższego zapotrzebowania na energię elektryczną. Jednak w początkowym okresie wodór odnawialny, w tym RFNBO, powinien być wykorzystywany głównie do celów przemysłowych.

Rosnąca rola redukcji śladu węglowego, popularyzacja rozproszonej produkcji energii w instalacjach prosumenckich, w klastrach energii, spółdzielniach i społecznościach energetycznych, czy w pobliżu zakładów przemysłowych będzie powodować, że **źródła OZE będą rozwijać się w dużej mierze niezależnie od pomocy publicznej.**

Wykres poniżej przedstawia trajektorię przyrostu udziału OZE w elektroenergetyce. Warto podkreślić, że w perspektywie 2030 i 2040 r. poziom mocy zainstalowanej OZE uwzględnia to, że część instalacji OZE ulegnie wyeksploatowaniu, a ich miejsce zajmą nowe. Więcej szczegółowych informacji, w tym wartości wyrażone w ktoe znajdują się w załącznikach 1 i 2, w rozdziałach 1.2 oraz 3.7.

## OZE w elektroenergetyce w 2030<sup>19</sup>

| WEM      |                                                                                      | WAM      |
|----------|--------------------------------------------------------------------------------------|----------|
| 30,5 GW  |   | 32,4 GW  |
| 25,8 TWh |                                                                                      | 29,0 TWh |
| 15,8 GW  |   | 16,5 GW  |
| 39,3 TWh |                                                                                      | 41,7 TWh |
| 5,9 GW   |   | 5,9 GW   |
| 21,5 TWh |                                                                                      | 20,8 TWh |
| 0,5 GW   |   | 0,5 GW   |
| 2,9 TWh  |                                                                                      | 3,1 TWh  |
| 0,9 GW   |   | 0,8 GW   |
| 8,3 TWh  |                                                                                      | 6,8 TWh  |
| 1,1 GW   |  | 1,0 GW   |
| 2,9 TWh  |                                                                                      | 2,7 TWh  |



Wykres 3. Udział OZE w zużyciu energii w elektroenergetyce do 2030 r.

<sup>19</sup> Pozycje opisują kolejno wartości dla: energii słonecznej, energii wiatru na lądzie, energii wiatru na morzu, biogazu (bez uwzględnienia biometanu), biomasy oraz energii wodnej przepływowej.

Szczegółowe dane dot. struktury mocy i produkcji energii elektrycznej pochodzącej z OZE są zaprezentowane w dalszej części dokumentu.

## POLITYKA

W kolejnych latach sukcesywnie odstawiane będą wyeksploatowane bloki oparte o węgiel kamienny i brunatny. Tempo i kolejność odstawień zależne będą zarówno od **wystarczalności mocy** w systemie elektroenergetycznym jak i zapewnienia stabilnych dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych. W planowaniu tego procesu powinna być brana pod uwagę użyteczność poszczególnych elektrowni w danej lokalizacji (pod kątem bilansowania), jak również ich stan techniczny i spełnianie norm emisyjności.

Emisyjność sektora elektroenergetycznego będzie również obniżana przez częściowe zastępowanie jednostek węglowych przez **jednostki gazowe**, cechujące się niższą emisyjnością. Perspektywicznie będzie można wykorzystywać w nich biometan, a w niektórych przypadkach także wodór (po stosownej modernizacji technologicznej) przy czym wodór powinien być początkowo wykorzystywany w przemyśle i transporcie, a dopiero w dalszej kolejności w elektroenergetyce. Następnie emisyjność sektora elektroenergetycznego będzie spadać na skutek przyrostu mocy nisko- i zeroemisyjnych, w szczególności OZE. Następować będzie zmiana architektury krajowego systemu elektroenergetycznego w kierunku rozproszonym, z jednoczesnym wzrostem roli różnych rodzajów społeczno-energetycznych. W dłuższej perspektywie, duże znaczenie w zastępowaniu jednostek węglowych na potrzeby zapewniania wystarczalności mocy będzie mieć **energetyka jądrowa** (wielkoskalowa i małoskalowa) – przewidziana **do wdrożenia po 2035 r.**

W 2030 r. **odnawialne źródła energii** odpowiadać będą za ponad połowę produkcji energii elektrycznej. Oczekuje się, że szczególną rolę spośród OZE będą mieć elektrownie wiatrowe na lądzie, fotowoltaika i morskie elektrownie wiatrowe, uzupełniane przez stabilne źródła energii jak biogazownie. W ujęciu długookresowym OZE i energetyka jądrowa będą stanowić główne narzędzia redukcji emisji w tym podsektorze, gdyż w 2040 r. mogą odpowiadać za łączną produkcję 81% (w scenariuszu WEM) lub 85% (w scenariuszu WAM) energii elektrycznej w kraju.

W najbliższych latach utrzymane zostaną dotychczasowe systemy bezpośredniego **wsparcia rozwoju OZE w elektroenergetyce**. Jednocześnie zakładany jest znaczący **wzrost liczby instalacji budowanych poza systemami wsparcia**, w tym przyłączanych bezpośrednio do odbiorcy. **Wsparcie będzie stopniowo przesuwane w kierunku rozwiązań zapewniających bezpieczny i efektywny ekonomicznie przyrost OZE**. Premiowane będzie rozwiązania zapewniające wysoką elastyczność i dyspozycyjność.

W celu rozwoju poszczególnych technologii OZE:

- realizowany będzie pakiet rozwiązań skutkujących dalszym efektywnym i zrównoważonym rozwojem **morskiej energetyki wiatrowej** (dostosowanie ram prawnych do zmieniających się realiów rynkowych, usprawnienie procedur, w tym w zakresie kształcenia kadr czy krajowego łańcucha dostaw materiałów i usług);
- wykorzystanie potencjału rozwoju energetyki wiatrowej na lądzie zostanie wzmocnione dzięki modyfikacji zasad lokowania **turbin wiatrowych na lądzie**;
- wdrożony zostanie pakiet rozwiązań wspierających rozwój wykorzystania **biometanu** (dodatkowy system wsparcia finansowego dla instalacji powyżej 1 MW, poprawa warunków dot. integracji z infrastrukturą gazową)<sup>20</sup>;
- zastosowanie **biomasy stałej** w bezpośrednim spalaniu uwzględnić będzie kryteria zrównoważonego rozwoju oraz zasadę kaskadowego jej wykorzystania;

<sup>20</sup> Ze względu na potrzebę wykreowania zupełnie nowego rynku oraz strategiczne znaczenie produkcji biometanu, temat ten został wyszczególniony w części Obszar 3.4.

- wdrażane będą obowiązki stosowania **instalacji fotowoltaicznych na budynkach**, sukcesywnie dla poszczególnych typów budynków nowych i istniejących<sup>21</sup>, a także stosowane będą zachęty dla agrofotowoltaiki<sup>22</sup> oraz do lokowania paneli na terenach przemysłowych.

Dodatkowo, podobnie jak w innych państwach UE, zakłada się wzrost udziału instalacji OZE, których finansowanie zapewnią umowy na dostawy energii elektrycznej między dwiema stronami tzw. umowy typu PPA (ang. *power purchase agreement*).

Działania mające na celu dalszy rozwój OZE będą się skupiać także wokół **wsparcia informacyjnego**, czemu służyć będzie w szczególności Krajowy Punkt Kontaktowy ds. OZE (KPK OZE), a w dalszej przyszłości także **Centrum Wsparcia Transformacji Energetycznej** (CWTE). KPK OZE będzie narzędziem informacyjnym dla inwestorów i wszystkich osób zainteresowanych inwestycjami w OZE, natomiast CTWE będzie miało szerszy charakter. Wśród planowanych rozwiązań systemowych dotyczących **wdrażania innowacyjnych rozwiązań służących przyspieszaniu inwestycji w energetyce odnawialnej** wyróżnić należy przeprowadzenie mapowania potencjału OZE (zgodnie z art. 15b dyrektywy RED III), a także **wdrożenie obszarów przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych**, tzw. OPRO. Obszary te mają zostać wyznaczone na powierzchniach i terenach niebudzących wątpliwości z punktu widzenia ochrony środowiska, dzięki czemu czas na wydawanie zezwoleń potrzebnych do rozpoczęcia inwestycji ma zostać znacząco skrócony (nie może przekroczyć 12 miesięcy, z wyjątkiem morskich elektrowni wiatrowych, w przypadku których mają być to 24 miesiące).

Rozwój OZE jest zależny nie tylko od inwestycji w nowe moce wytwórcze, ale w coraz większym stopniu od działań pośrednich, umożliwiających funkcjonowanie OZE w KSE. Wsparcie będzie intensywniej adresowane dla **technologii zapewniających integrację i bezpieczny przyrost** najtańszych i najefektywniejszych OZE. Zależać ono będzie od charakteru zapotrzebowania na energię w danym obszarze geograficznym i technologicznym oraz będzie miało na celu podniesienie efektywności wydatkowanych środków (tj. dla technologii innych niż te, które osiągają dojrzałość ekonomiczną). Priorytetem jest wsparcie modernizacji i rozbudowy sieci dystrybucyjnych oraz przesyłowych (w tym inteligentnych rozwiązań), różnych sposobów magazynowania energii, mechanizmów zarządzania popytem oraz zapewnienia wystarczalności mocy i elastyczności systemu, m.in. poprzez rozwój dyspozycyjnych elektrowni opartych o gazy zdekarbonizowane (odnawialne i niskoemisyjne) tj. biogaz, biometan, a w przyszłości wodór i amoniak. Ze względu na niedostateczny rozwój tych rozwiązań, **w przejściowym okresie transformacji**, ważną rolę w uzupełnianiu bilansu elektroenergetycznego będą mieć jednostki oparte o gaz ziemny i – w coraz mniejszym stopniu – elektrownie węglowe. Przy czym jednostki gazowe – w części przypadków – będą mogły wykorzystywać również wymienione wyżej inne gazy.

W celu przeprowadzenia głębokiej dekarbonizacji może być wdrażana również technologia wychwyty i składowania CO<sub>2</sub> – CCS oraz wychwyty i wykorzystania CO<sub>2</sub> – CCU. Zastosowanie tych technologii będzie nakierowane również na wychwytywanie CO<sub>2</sub> z innych źródeł niż paliwa kopalne (bio-CCS)<sup>23</sup>.

## DZIAŁANIA

- Działanie 1. Uczestnictwo w systemie handlu emisjami EU-ETS
- Działanie 2. Instrument finansowy – Fundusz Modernizacyjny
- Działanie 4. Instrument finansowy – obowiązek zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach OZE (z określonym progiem mocy)
- Działanie 5. Instrument finansowy – system świadectw pochodzenia OZE
- Działanie 6. Instrument finansowy – aukcyjny system OZE

<sup>21</sup> Zgodnie z art. 10 dyrektywy 2024/1275 w sprawie charakterystyki energetycznej budynków.

<sup>22</sup> Z uwzględnieniem ochrony przed oddziaływaniem instalacji OZE na jakość gleb rolnych i bezpieczeństwo produkcji rolnej.

<sup>23</sup> Szerzej o CCS w części Cel 1.2.4. Redukcja emisji GHG w przemyśle, ponieważ CCS/CCUS prawdopodobniej szybciej zastosowanie znajdzie w sektorze przemysłu.

- Działanie 7. Instrument finansowy – kontrakty różnicowe na wytwarzanie energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych
- Działanie 8. Pakiet wsparcia rozwoju morskiej energetyki wiatrowej
- Działanie 9. Przyspieszenie rozwoju lądowej energetyki wiatrowej
- Działanie 10. Przyspieszenie rozwoju fotowoltaiki
- Działanie 11. Instrument finansowy – system taryf gwarantowanych i dopłat do cen rynkowych
- Działanie 12. Pakiet wsparcia rozwoju rynku biometanu i biogazu
- Działanie 13. Zapewnienie możliwości funkcjonowania obszarów przyspieszonego rozwoju OZE
- Działanie 14. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Mój Prąd”
- Działanie 17. Rozwój rynku magazynów energii elektrycznej oraz magazynów ciepła
- Działanie 18. Rozwój obywatelskich społeczności energetycznych (OSE)
- Działanie 19. Rozwój i usprawnienia w zakresie funkcjonowania spółdzielni energetycznych
- Działanie 20. Rozwój klastrów energii
- Działanie 21. Wdrożenie energetyki jądrowej
- Działanie 22. Instrument finansowy – Program NFOŚiGW „Elektroenergetyka – Inteligentna infrastruktura energetyczna”
- Działanie 23. Działania w zakresie zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego w odniesieniu do wytwarzania energii z OZE i dostosowania się do przewidywanych zmian KSE
- Działanie 24. Inteligentne zarządzanie energią
- Działanie 25. Rozwój i modernizacja elektroenergetycznych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych
- Działanie 72. Instrument finansowy – Program NFOŚiGW „Energia dla wsi”

### Cel 1.2.2. Redukcja emisji GHG z ciepłownictwa, w tym rozwój OZE

Transformacja ciepłownictwa i redukcja emisji GHG muszą przebiegać w tempie odpowiadającym ekonomicznym, technologicznym i społecznym możliwościom Polski, z wykorzystaniem realnie dostępnych paliw i rozwiązań. Najwyższym priorytetem jest zapewnienie obywatelom komfortu cieplnego, przy jednoczesnym utrzymaniu kosztów ogrzewania na poziomie możliwym do zaakceptowania przez społeczeństwo.

Ogrzewanie i chłodzenie odpowiadają obecnie za około połowę zużycia energii zarówno w UE, jak i w Polsce. Zagadnienie to obejmuje szeroki zakres zastosowań końcowych i technologii w budynkach, przemyśle oraz systemach ciepłowniczych lub chłodniczych. Obecnie potrzeby cieplne gospodarstw domowych w Polsce pokrywane są w dużej mierze przez systemy ciepłownicze (54,8% wszystkich mieszkań<sup>24</sup>), pozostałe przez instalacje indywidualne. Głównym źródłem energii pierwotnej w obu przypadkach jest węgiel kamienny.

Zarówno w scenariuszu WEM, jak i WAM transformacja krajowego ciepłownictwa uwzględnia potrzebę stopniowego odchodzenia od paliw wysokoemisyjnych na rzecz technologii nisko- i zeroemisyjnych. Węgiel, gaz ziemny oraz biomasa będą istotnymi elementami miksu paliwowego w tym sektorze pełniąc istotną rolę zwłaszcza w okresie przejściowym. W scenariuszu WEM utrzymuje się wykorzystanie węgla w ciepłownictwie do 2040 roku. Natomiast w scenariuszu WAM w latach 30-tych przewidywany jest systematyczny spadek udziału węgla, utrzymanie wykorzystania gazu ziemnego oraz stopniowy wzrost znaczenia pomp ciepła, kotłów elektrycznych i gazów odnawialnych, np. biometanu. W długoterminowej perspektywie rosnać będzie znaczenie ciepła odpadowego, odzyskiwanego z procesów przemysłowych, instalacji komunalnych i sektora ICT. W dłuższej perspektywie stabilny wkład w bezpieczeństwo dostaw

<sup>24</sup> Zużycie nośników energii w gospodarstwach domowych w 2021 roku, GUS 2024, [link](#).

ciepła zapewniać będzie również paliwo jądrowe, wykorzystywane w nowoczesnych systemach ciepłowniczych.

## Ogrzewnictwo indywidualne

**W celu poprawy jakości powietrza oraz ograniczenia kosztów w ogrzewnictwie indywidualnym** wskazane jest stopniowe zastępowanie istniejących instalacji węglowych nowoczesnymi rozwiązaniami, takimi jak np. pompy ciepła, zwłaszcza sprzężone z magazynami ciepła. W przypadku budynków wielorodzinnych, możliwe jest wykorzystanie na dużą skalę wysokosprawnych pomp ciepła, zasilanych energią elektryczną wytworzoną z OZE, w szczególności lokalnie w instalacjach fotowoltaicznych zintegrowanych z magazynem ciepła i ewentualnie magazynem energii elektrycznej, a także wykorzystujących ciepło odpadowe, np. z systemów wentylacji z odzyskiem ciepła.

Polityka krajowa i unijna nakierowuje sektor ogrzewnictwa indywidualnego na wykorzystanie paliw niskoemisyjnych i odnawialnych źródeł energii. Zgodnie z *dyrektywą EPBD*, od 2025 r. nie jest możliwe dofinansowanie nowych indywidualnych instalacji opartych jedynie o paliwa kopalne, w tym gaz ziemny<sup>25</sup>. Natomiast w 2021 r. Polska określiła cel wycofania węgla z ogrzewnictwa indywidualnego gospodarstw domowych – do 2030 roku w miastach i do 2040 roku na obszarach wiejskich<sup>26</sup>. Realizacja powyższych celów wymagać będzie znaczących inwestycji w modernizację budynków, rozwoju infrastruktury ciepłowniczej i elektroenergetycznej oraz zapewnienia wsparcia finansowego dla gospodarstw domowych, szczególnie w rejonach o niższej dostępności technologii niskoemisyjnych.

Wraz ze zmianą źródła ogrzewania najczęściej konieczna jest termomodernizacja budynku, aby zmniejszyć zapotrzebowanie na ciepło i zwiększyć efektywność energetyczną instalacji ogrzewania, wentylacji i klimatyzacji. Dodatkowo, warunki klimatyczne w Polsce cechują się okresami występowania niskich temperatur w okresach zimowych, przy których rozwiązania oparte wyłącznie o ogrzewanie elektryczne, w niedostosowanych termoizolacyjnie budynkach, mogą być wyzwaniem zarówno w zakresie zapewnienia komfortu cieplnego, jak i ponoszonych kosztów. Nowe budynki, cechują się wyższą efektywnością energetyczną, dlatego instalowanie w nich ogrzewania elektrycznego jest korzystne ekonomicznie i środowiskowo, zwłaszcza, gdy w budynku wykorzystuje się niskotemperaturowe systemy grzewcze (ogrzewanie podłogowe, ścienne).

## Ciepłownictwo systemowe

Kluczowym wyzwaniem w sektorze ciepłownictwa jest jednak transformacja **systemów ciepłowniczych**, zarówno w dużych jak i mniejszych miastach oraz innych jednostkach administracyjnych, w których dostępność środków i możliwość ich pozyskania często bywa bardzo ograniczona ze względu na strukturę własnościową. W transformacji tego sektora kluczowa będzie dywersyfikacja urządzeń wytwórczych, wykorzystanie nisko- i bezemisyjnych źródeł ciepła oraz dostosowanie ich do lokalnych uwarunkowań z zachowaniem akceptowalnych cen energii dla odbiorców końcowych. Proces przejścia na niskoemisyjne źródła energii powinien uwzględniać mechanizmy, które pozwolą na stabilizację kosztów wytworzenia ciepła oraz zapewnienie konkurencyjnych i dostępnych cen dla gospodarstw domowych i przedsiębiorców będących odbiorcami ciepła. W systemach ciepłowniczych wykorzystywane będą w różnych konfiguracjach technologie wysokosprawnej kogeneracji, technologie biomasowe, kotły elektryczne zasilane energią z OZE czy pompy ciepła zintegrowane z systemem magazynów ciepła, dla których dolnym źródłem może być np. woda pochodząca z rzek i jezior, ciepło odpadowe z zakładów przemysłowych, centrów przetwarzania danych lub ze ścieków.

<sup>25</sup> Wyjątek stanowią te inwestycje, które zostały wybrane przed 2025 r. w ramach *Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności*. Stosowanie urządzeń po tym terminie wciąż będzie możliwe, ale ich zakup i montaż nie będzie wspierany finansowo przez państwo.

<sup>26</sup> W aKPEiK ten cel wskazano w części dot. jakości powietrza.

Wykorzystanie źródeł geotermalnych, kolektorów słonecznych, biogazu oraz ciepła odpadowego<sup>27</sup> zależne jest od lokalnych uwarunkowań systemu. Ponadto należy podjąć starania o intensyfikację wykorzystania w systemach ciepłowniczych ciepła odpadowego z chłodzenia obiektów komercyjnych i usługowych, w tym m.in. galerii handlowych, biurowców i centrów przetwarzania danych, tym samym zmniejszając wpływ chłodnictwa i klimatyzacji na środowisko.

Istotnym paliwem pozwalającym na dekarbonizację systemów ciepłowniczych będzie również biomasa spełniająca kryteria zrównoważonego rozwoju (KZR). W przyszłości wsparciem dla systemów ciepłowniczych mogą być także **technologie wykorzystujące mieszaninę gazu ziemnego z biometanem lub wodorem**, jak również rozwiązania oparte na wykorzystaniu czystego biometanu lub wodoru jako źródła energii – przy czym wodor w systemach ciepłowniczych może pojawić się w dalszej perspektywie i przy przeprowadzeniu stosownych dostosowań technologicznych. W przypadku uzasadnienia ekonomiczno-technologicznego, w okresie przejściowym stosowane będą rozwiązania pozwalających na współspalanie surowców kopalnych z odnawialnymi.

Zależnie od warunków geologicznych, pewną rolę może odgrywać geotermia głęboka. Uzupełniającą rolę mogą mieć także instalacje termicznego przekształcania odpadów (również z wychwytem CO<sub>2</sub>), działające zgodnie z hierarchią wykorzystania odpadów.

**Celem jest zapewnienie, aby do około 2040 r. wszystkie potrzeby ciepłe w gospodarce były pokrywane przez ciepło systemowe oraz nisko- i zeroemisyjne źródła indywidualne.**

W ramach EU ETS instalacje ciepłownicze objęte systemem mogą ubiegać się o przydział bezpłatnych uprawnień do emisji. Zgodnie z zasadami, systemem objęte są instalacje spalania paliw o całkowitej nominalnej mocy cieplnej przekraczającej 20 MW. Dyrektywa 2023/959 wprowadziła w ramach mechanizmu EU ETS możliwość przydziału dodatkowych 30% uprawnień do emisji na lata 2026-2030 dla instalacji ciepłowniczych. Warunkiem ubiegania się o dodatkowy przydział jest m.in. ustanowienie *planów neutralności klimatycznej* oraz przeprowadzenie inwestycji (zgodnie z tym planem) prowadzących do osiągnięcia znaczącej redukcji emisji do 2030 r.<sup>28</sup> Plany neutralności klimatycznej zostały opracowane i złożone w 2024 r. przez przedsiębiorstwa ciepłownicze i prowadzących instalacje, jednakże nie wyklucza się ich modyfikacji w celu dostosowania do aktualnych warunków rynkowych, surowcowych oraz infrastrukturalnych.

### Udział OZE w ciepłownictwie

Dyrektywa RED III dokonała nieznacznej modyfikacji dotychczasowych celów w zakresie wykorzystania OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie. Każde państwo członkowskie jest zobowiązane do zwiększania udziału OZE w tym sektorze **o co najmniej 0,8 pkt proc. średniorocznie w okresie 2021–2025 i 1,1 pkt proc. średniorocznie w okresie 2026–2030**. Państwa UE powinny zadeklarować taki dodatkowy wzrost, aby łącznie UE osiągnęła średni wzrost o 1,8 pkt proc. na poziomie Unii<sup>29</sup>.

<sup>27</sup> Dyrektywa RED III definiuje ciepło odpadowe i chłód jako: niemożliwe do uniknięcia ciepło lub chłód, które są wytwarzane jako produkt uboczny w instalacjach przemysłowych lub instalacjach wytwórczych energii lub w sektorze usług i które bez dostępu do systemu ciepłowniczego lub chłodniczego pozostałyby niewykorzystane, rozpraszając się w powietrzu lub w wodzie, w przypadku, gdy jest lub będzie wykorzystywany proces kogeneracji lub gdy kogeneracja nie jest możliwa.

<sup>28</sup> Szczegółowe warunki niezbędne do spełnienia określa art. 22b ust. 3 rozporządzenia FAR (rozporządzenie delegowane Komisji 2019/331). Natomiast szczegóły dot. samego dostosowania przydziału z racji przeprowadzenia inwestycji określone są w rozporządzeniu wykonawczym Komisji (UE) 2025/772 w sprawie zmiany i sprostowania rozporządzenia wykonawczego (UE) 2019/1842 ustanawiającego 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.

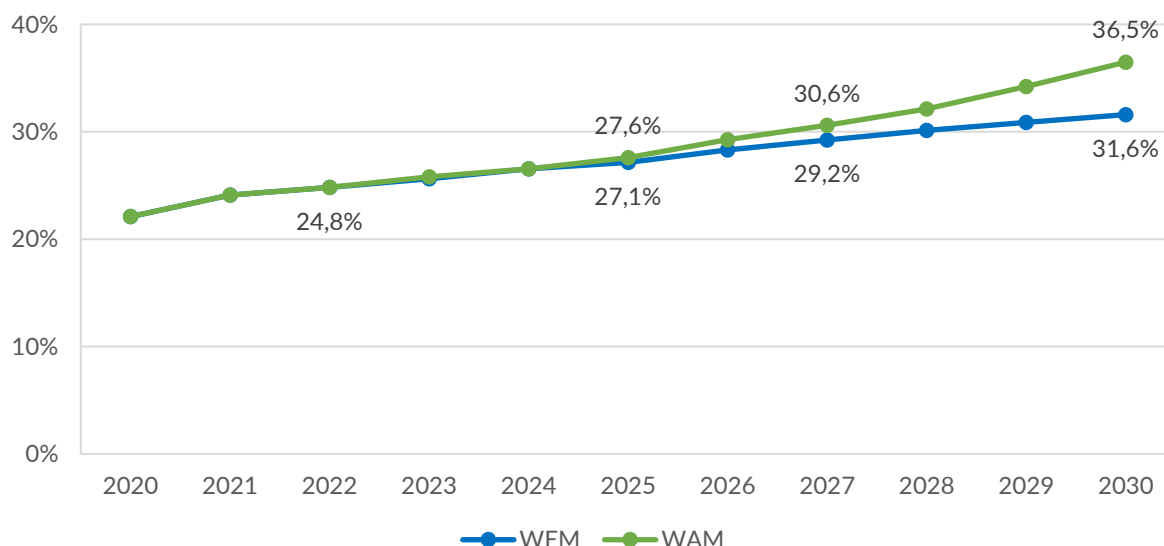
<sup>29</sup> Art. 23 dyrektywy RED III.



W 2020 r. udział OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie w Polsce wyniósł 22,1%<sup>30</sup>. Wyliczenia oparte o ww. średnioroczne przyrosty wskazują, że Polska powinna osiągnąć orientacyjny poziom 26,1% w 2025 r. i 31,6% w 2030 r. **Z analiz wynika, że przy odpowiednio zdynamizowanych działaniach, cel na 2030 r. zostanie osiągnięty zarówno w scenariuszu WEM, jak i WAM.** Natomiast w 2040 roku udział OZE w końcowym zużyciu energii w ciepłownictwie i chłodnictwie według scenariusza WEM wyniesie ok. 43,5%, a w scenariuszu WAM ok. 56,7%.

**Scenariusz WEM wyznacza na 2030 r. cel udziału OZE w zużyciu energii końcowej w ciepłownictwie i chłodnictwie na poziomie ok. 31,6%. Według scenariusza WAM udział ten wyniesie ok. 36,5%.**

Dyrektywa RED III określiła także zobowiązania do zwiększenia udziału OZE oraz z ciepła odpadowego i chłodu odpadowego w systemach ciepłowniczych i chłodniczych o około 2,2 pkt proc. średniorocznie w okresie 2021–2030<sup>31</sup>. Biorąc pod uwagę krajowe uwarunkowania cel ten będzie bardzo trudny do zrealizowania, gdyż przewiduje się, że w szybszym tempie przyrost OZE może następować w ogrzewnictwie indywidualnym. Na wykresie poniżej przedstawiono łączny udział OZE w zużyciu energii w ciepłownictwie i chłodnictwie do 2030 r.



Wykres 4. Udział OZE w zużyciu energii w ciepłownictwie i chłodnictwie do 2030 r. [%]

### Struktura produkcji ciepła

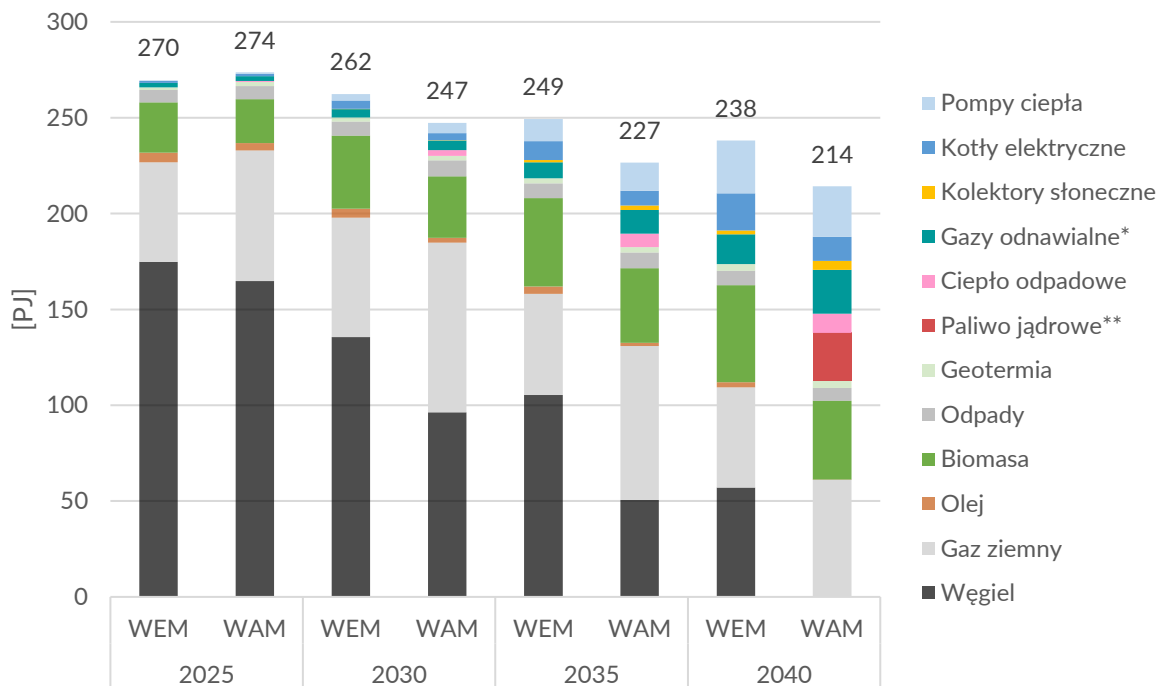
Poniższy wykres przedstawia strukturę produkcji ciepła systemowego w perspektywie do 2040 r. Więcej szczegółowych informacji w wartościach wyrażone w ktoe znajduje się w załączniku 1 i 2.

W scenariuszu WEM w 2040 r. struktura paliwowa w produkcji ciepła w dużej mierze będzie uwzględniać wykorzystanie węgla, gazu ziemnego i biomasy. W zakresie elektryfikacji znajdą zastosowanie pompy ciepła i kotły elektryczne. W rezultacie miks paliwowy będzie opierać się zarówno na technologiach konwencjonalnych, jak i rozwijających się technologiach niskoemisyjnych. Natomiast w scenariuszu WAM ciepło w 2040 r. produkowane będzie ze źródeł OZE, takich jak biomasa i pompy ciepła. Wykorzystywane będą również kotły elektryczne zasilane głównie nadwyżkami zielonej energii elektrycznej z KSE.

<sup>30</sup> W 2024 r. udział OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie wyniósł ok. 21,3%.

<sup>31</sup> Art. 24 dyrektywy (UE) 2023/2413 (RED III), zmieniającej dyrektywę (UE) 2018/2001 (RED II), Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, z późn. zm.

W perspektywie roku 2040 wykorzystywane będzie ciepło odpadowe z paliwa jądrowego, wzrośnie udział wykorzystania ciepła odpadowego z procesów przemysłowych oraz gazów zdekarbonizowanych. Uzupełniającą rolę nadal będzie odgrywać gaz ziemny.



\* Biogaz, biometan, wodór odnawialny

\*\* Ciepło odpadowe z paliwa jądrowego

Wykres 5. Produkcja ciepła systemowego w podziale na paliwa [PJ]

### Udział OZE w zużyciu energii końcowej w budynkach

Dyrektywa RED III wskazuje również na konieczność określenia orientacyjnego celu w zakresie udziału OZE w zużyciu energii końcowej w budynkach w 2030 r., przy czym na poziomie UE wyznaczono wartość 49%<sup>32</sup>.

**Prognozy scenariusza WEM wskazują, że Polska może osiągnąć 37,9% udziału OZE w zużyciu energii w budynkach w 2030 r.<sup>33</sup> W scenariuszu WAM udział wyniesie ok. 44,2%.**

W 2040 r. prognozowany udział OZE w zużyciu energii w budynkach wyniesie ok. 57,7% w scenariuszu WEM i ok. 78,2% w scenariuszu WAM.

Najwięcej energii w budynkach wykorzystywane jest na cele grzewcze i chłodnicze (oprócz tego na energię elektryczną), dlatego właśnie w tym podrozdziale wskazany został powyższy cel. W perspektywie do 2040 r. nastąpi znacząca dywersyfikacja źródeł wytwarzania ciepła. Coraz większą rolę odgrywać będą rozwiązania związane z integracją międzysektorową, jak np. kotły elektryczne, pompy ciepła zasilane

<sup>32</sup> Art. 15a dyrektyw RED III.

<sup>33</sup> Opublikowany w dniu 15 kwietnia 2025 r. Komunikat KE w zakresie aspektów dotyczących ogrzewania i chłodzenia, o których mowa w art. 15a, 2a, 23 i 24 dyrektywy (UE) 2018/2001 w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, zmienionej dyrektywą (UE) 2023/2413 (C/2025/2238) ([link](#)) – w części odnosi się do sposobu obliczania celu OZE w budynkach. Załącznik C wskazuje m.in. orientacyjny udział energii ze źródeł odnawialnych w sektorze budownictwa dla Polski na poziomie 43,4% w 2030 r.

energią elektryczną z krajowego systemu elektroenergetycznego (pochodząca z OZE) oraz kolektory słoneczne. Wzrośnie także wykorzystanie OZE w budynkach przyłączonych do sieci ciepłowniczej, ze względu na zazielenianie systemów ciepłowniczych. Przewidywany jest również rozwój węzłów hybrydowych, wyposażonych w magazyny ciepła współpracujące zarówno przez system ciepłowniczy jak i lokalne źródła, takie jak pompy ciepła czy kolektory słoneczne.

## POLITYKA

Kluczowym elementem polityki w zakresie pokrywania potrzeb cieplnych i dekarbonizacji będzie **redukcja zapotrzebowania na ciepło**. Działania w tym obszarze będą realizowane poprzez powszechną termomodernizację istniejących budynków, obejmującą również modernizację instalacji ogrzewania, wentylacji i klimatyzacji. Istotnym uzupełnieniem będzie stawianie wysokich wymagań technicznych dla nowych budynków, które spowodują, że wskaźniki zapotrzebowania na energię użytkową w nowym budownictwie będą znacznie niższe niż w poprzednich latach. Polityka w zakresie termomodernizacji skupi się nie tylko na budynkach mieszkalnych, ale także na budynkach użyteczności publicznej, zwłaszcza służących edukacji.

Krajowy plan renowacji budynków (KPRB) będzie dokumentem strategicznym (zastąpi Długoterminową strategię renowacji budynków), który przedstawi działania mające na celu zapewnienie renowacji krajowych zasobów budowlanych. KPRB wskaże i szczegółowo rozwinie również wszelkie możliwe działania, które pozwolą realnie zwiększyć udział OZE w sektorze budownictwa, z uwzględnieniem roli społeczności energetycznych. KPRB określi mechanizmy monitorowania postępów osiągania celu udziału OZE w zużyciu energii końcowej w budynkach (wykorzystanie Centralnego rejestru charakterystyki energetycznej budynków).

### Ciepłownictwo systemowe

Działania podejmowane w ciepłownictwie systemowym zmierzają do ograniczenia wykorzystania paliw kopalnych, **przy jednoczesnym rozwoju istniejących i nowych sieci ciepłowniczych. Celem jest maksymalizacja produkcji ciepła ze źródeł nisko- i zeroemisyjnych.**

Wsparcie finansowe zostanie ukierunkowane na wskazane poniżej technologie, przy czym poziom wykorzystania OZE i energii elektrycznej może być różny w zależności od wielkości systemu:

- wielkoskalowe pompy ciepła,
- wielkoskalowe kotły elektryczne,
- wielkoskalowe magazyny ciepła,
- moce wytwórcze OZE na potrzeby wytwarzania ciepła: elektrownie wiatrowe, PV, kolektory słoneczne, instalacje geotermalne, biogazownie i biometanownie,
- źródła biomasowe,
- źródła szczytowe na gaz ziemny, biogaz i biometan,
- wysokosprawna kogeneracja wykorzystująca paliwa gazowe,
- technologie ciepła odpadowego,
- modernizacja sieci ciepłowniczej, w tym digitalizacja sieci,
- przyłącza do sieci elektroenergetycznej, gazowej oraz systemy sterowania,
- w dalszej perspektywie systemy produkcji i magazynowania wodoru i turbiny wodorowe,
- systemy zarządzania i kontroli sieci.

W obszarze polityki sektora planowane jest, aby systemy ciepłownicze stopniowo zmniejszały parametry temperaturowe w sieciach ciepłowniczych, co ułatwi wykorzystanie odnawialnych źródeł energii oraz zagospodarowanie ciepła odpadowego. Podnoszenie temperatury czynnika grzewczego, również na potrzeby przygotowania ciepłej wody użytkowej, może odbywać się bezpośrednio w budynku lub w niewielkim oddaleniu. Powyższe działania wymagać będą instalacji odpowiednich węzłów ciepłowniczych i przeprowadzenia modernizacji w budynkach poprzez zastosowanie:

- o pomp ciepła,
- o kotłów elektrycznych,
- o magazynów ciepła, chłodu i energii elektrycznej,
- o zmiany instalacji grzewczych na niskotemperaturowe ogrzewanie podłogowe i grzejniki z wentylatorami lub klimakonwektory, czy maty kapilarne, automatyki budynkowej oraz przyłączy energetycznych.

Powyższe działania umożliwią sukcesywne **zwiększanie liczby efektywnych systemów ciepłowniczych**, choć progresywne wymagania dyrektywy EED w zakresie definicji takich systemów mogą powodować ryzyko utraty statusu, co dotyczy w szczególności dużych systemów ciepłowniczych. Istotne jest to, aby planowanie programów wsparcia uwzględniało neutralność technologiczną.

Wsparcie dla rozwoju wykorzystania ciepła z OZE stanowią również **obszary przyspieszonego rozwoju OZE**, na których docelowo w krótszych terminach administracyjnych powstaną instalacje OZE wraz z infrastrukturą towarzyszącą (sieciową i magazynową). Istotne znaczenie w realizacji celów KPEiK ma także szersze zastosowanie łączenia sektora elektroenergetycznego i ciepłowniczego (ang. *sector coupling*) – w ujęciu dwukierunkowym.

W związku z reformą systemu EU ETS, polskie ciepłownictwo uzyska dodatkowo 30% bezpłatnych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, co powinno zostać wykorzystane jako środki na przyspieszenie dekarbonizacji do 2030 r. W celu rozliczenia uzyskanych środków dokonane zostaną **zmiany w przepisach określających zasady kształtowania taryf dla ciepła oraz warunki wykorzystania środków finansowych wygenerowanych wskutek przydziału bezpłatnych uprawnień na finansowanie inwestycji** w celu dążenia do neutralności klimatycznej.

Istotnym elementem polityki będą zmiany regulacji w kierunku ograniczenia barier stosowania OZE w ciepłownictwie, preferencyjnych warunków dla rozwoju systemów ciepłowniczych stosujących OZE, a także położenie nacisku na budowę magazynów ciepła zarówno dobowych, jak i sezonowych w różnych technologiach, celem pełnej integracji zależnych od pogody źródeł energii odnawialnej w systemach ciepłowniczych.

Aktualny stan sektora ciepłowniczego oraz opóźnienie w jego modernizacji powoduje, że transformacja energetyczna ciepłownictwa to spore wyzwanie, zarówno organizacyjne, jak i finansowe. Wychodząc naprzeciw potrzebom od strony pozyskania środków opracowany zostanie **plan finansowy dla transformacji ciepłownictwa**, który ma zapewnić model finansowania, skoordynowany i oparty na współpracy różnych instytucji. Celem jest, aby katalog programów wsparcia był możliwie prosty, a przez to ułatwiał podejmowanie decyzji o kierunku transformacji. Przewiduje się, że podział programów pomocowych może być zależny od wielkości systemów ciepłowniczych i pozwalać na kompleksową transformację z zastosowaniem różnych dostępnych rozwiązań (więcej w opisie Działanie 27)<sup>34</sup>.

## Ogrzewnictwo indywidualne

Polska jako priorytet stawia **wycofanie węgla z ogrzewnictwa indywidualnego gospodarstw domowych nie później niż do 2040 r.** (wraz z postępującą termomodernizacją budynków), służący szczególnie poprawie jakości powietrza. Dekarbonizacja **ogrzewnictwa indywidualnego** będzie odbywać się w pewnej mierze przez **podłączenie do efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych i popularyzację zastosowania pomp ciepła**, sprzężonych z instalacjami OZE i różnego rodzaju magazynami energii. Zastosowanie pomp ciepła będzie szczególnie popularne w nowych budynkach, a termomodernizacja istniejących budynków powinna być prowadzona w taki sposób, aby zapewnić komfort cieplny. **Wciąż wykorzystywana będzie biomasa i gaz ziemny, choć dążyć się będzie do tego,**

<sup>34</sup> W okresie przygotowania aKPEiK programy wsparcia ciepłownictwa systemowego są podzielone według różnych kryteriów i rodzajów przedsięwzięć. Występują np. programy wspierające kogenerację, OZE, geotermię (oddzielnie) czy digitalizację sieci.

aby inne rozwiązania były bardziej atrakcyjne dla odbiorców. Warto podkreślić, że wzrost wykorzystania OZE w poszczególnych systemach ciepłowniczych będzie również zachętą do przyłączania do sieci nowych budynków.

## DZIAŁANIA

### W odniesieniu do dekarbonizacji w ciepłownictwie systemowym:

- Działanie 1. Uczestnictwo w systemie handlu emisjami EU-ETS
- Działanie 2. Instrument finansowy – Fundusz Modernizacyjny
- Działanie 16. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Polska Geotermia Plus”
- Działanie 17. Rozwój rynku magazynów energii elektrycznej oraz magazynów ciepła
- Działanie 26. Wzmocnienie skuteczności wykorzystania środków z bezpłatnych uprawnień do redukcji emisji gazów cieplarnianych w ciepłownictwie
- Działanie 27. Instrument finansowy – Program transformacji ciepłownictwa systemowego
- Działanie 28. Rozwój technologii Power to Heat i magazynów ciepła w Polsce
- Działanie 29. Rozwój rynku krajowych technologii i rozwiązań wspierających elektryfikację ciepłownictwa oraz technologie bezemisyjne
- Działanie 30. Przyspieszenie procesu inwestycyjnego w ciepłownictwie systemowym
- Działanie 31. Wsparcie wysokosprawnej kogeneracji
- Działanie 32. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Udostępnianie wód termalnych w Polsce”
- Działanie 33. Plan finansowy dla transformacji ciepłownictwa

### W odniesieniu do dekarbonizacji w ogrzewnictwie indywidualnym:

- Działanie 14. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Mój Prąd”
- Działanie 15. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Energia Plus”
- Działanie 29. Rozwój rynku krajowych technologii i rozwiązań wspierających elektryfikację ciepłownictwa oraz technologie bezemisyjne
- Działanie 106. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Moje ciepło”
- Działanie 107. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Czyste Powietrze”
- Działanie 108. Instrument finansowy – Ulga podatkowa dotycząca wydatków poniesionych na termomodernizację jednorodzinnych budynków mieszkalnych (ulga termomodernizacyjna)
- Działanie 109. Instrument finansowy – Program TERMO, wsparcie poprawy efektywności energetycznej w budynkach wielorodzinnych

## Cel 1.2.3. Redukcja emisji GHG z transportu, w tym rozwój OZE i elektromobilności

W sektorze transportu wykorzystuje się obecnie głównie paliwa ropopochodne. Dotychczas redukcja emisji w transporcie jest realizowana przede wszystkim przy wykorzystaniu biokomponentów I generacji, czyli estrów metylowych kwasów tłuszczowych oraz bioetanolu wytworzonych z roślin spożywczych lub pastewnych.

Stanowią one typowo domieszkę (tzw. *blending*) do ciekłych paliw konwencjonalnych. Ich szersze

Ze względu na rodzaj wyróżnia się transport samochodowy/drogowy, kolejowy, lotniczy, wodny śródlądowy, morski. Podziału dokonuje się także ze względu na to, czy ma charakter pasażerski czy towarowy. Definiuje się także typy pojazdów.

stosowanie jest jednak ograniczone przez dyrektywę RED III do limitu określonego poziomem zużycia osiągniętym w 2020 r. (z możliwością zwiększenia o 1 punkt procentowy). W warunkach krajowych, limit dla biokomponentów I generacji kształtuje się na poziomie do 6,1% w końcowym zużyciu energii w sektorze transportu.

Dekarbonizacja sektora transportowego, wymaga wdrożenia innych sposobów na obniżenie jego emisyjności. Istotną rolę w osiąganiu zamierzonych celów przypisuje się energii elektrycznej z OZE stosowanej w transporcie, a także biokomponentom zaawansowanym, tzw. II generacji np. biometan w formie skroplonej i sprężonej, paliwom odnawialnym pochodzenia niebiologicznego oraz paliwom, które pochodzą z recyklingu.

Możliwości redukcji emisyjności różnią się w zależności od rodzaju transportu. W **drogowym transporcie pasażerskim**, gdzie technologia elektryfikacji czy innych paliw alternatywnych jest już dostępna, proces ten można wdrożyć najsprawniej. Natomiast w drogowym transporcie towarowym, gdzie dominują pojazdy ciężkie, napotyka się na większe wyzwania elektryfikacji, w tym wysokie koszty zakupu, brak publicznej infrastruktury ładowania, brak wiedzy i czy np. narzędzi dla mikroprzedsiębiorców do rzetelnej symulacji kosztów (ang. total cost of ownership, TCO) przy ich specyfice przewozowej.

W obu przypadkach istotna jest konkurencyjność pojazdów nisko- i zeroemisyjnych wobec spalinowych. Jeszcze inną specyfiką cechuje się lotnictwo i transport morski, podczas, gdy transport szynowy jest w większości zelektryfikowany.

**Lotnictwo** objęte jest systemem EU ETS, z kolei **transport morski** został włączony do systemu w 2024 r. **Transport drogowy** realizuje wkład w tzw. wspólny wysiłek redukcyjny (ESR – non-ETS). Dodatkowo transport drogowy będzie objęty przez system EU ETS-2 (którego wdrożenie zostało przesunięte z 2027 r. na 2028 r.). Dekarbonizacja transportu lotniczego i transportu morskiego jest szczególnie trudna, bo wykorzystanie energii elektrycznej ma ograniczone zastosowanie i konieczne jest rozwijanie paliw alternatywnych, w tym paliw syntetycznych.

Dyrektywa 2023/959 – EU ETS wprowadza obowiązek nabywania przez **przedsiębiorstwa żeglugowe** uprawnień do emisji każdej tony gazu cieplarnianego emitowanej przez statek w odniesieniu do 100% emisji z rejsów wewnątrzunijnych, 50% emisji z rejsów z portów UE do państw trzecich oraz z państw trzecich do portów UE. Obowiązek umarzania uprawnień wprowadzany jest etapowo: 40% – dla zweryfikowanych emisji w 2024 r., 70% w 2025 r. i 100% – od 2026 r.

Dyrektywa 2023/958 wprowadza zmiany w odniesieniu do **transportu lotniczego**. Przewiduje ona m.in. stopniowe znoszenie przydziału nieodpłatnych uprawnień do emisji i przejście od 2026 r. na aukcyjny model zaopatrywania operatorów statków powietrznych w uprawnienia do emisji. Zmiany przewidują również ustanowienie puli uprawnień do emisji przewidzianej dla operatorów korzystających z kwalifikujących się paliw lotniczych (zrównoważonych). Celem jest zmniejszanie różnic w cenie między tymi paliwami a paliwami konwencjonalnymi i zachęcanie operatorów do zwiększania udziału kwalifikujących się paliw lotniczych w ogólnym zużyciu paliw. Dyrektywa 2023/958 wdraża również kolejne elementy tzw. **mechanizmu CORSIA** (ang. *Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation*), który jest nakierowany na redukcję emisji w lotnictwie cywilnym.

Dyrektywa RED II wskazywała dla wszystkich państw członkowskich UE zobowiązanie do osiągnięcia 14% OZE w transporcie w 2030 r. Polska w 2019 r. zadeklarowała realizację tego celu, zgłaszając trudność w jego wykonaniu, podobnie jak szereg innych państw UE. W ramach prac nad rewizją RED II uznano, że stymulowanie dekarbonizacji sektora transportu może okazać się bardziej optymalne poprzez określenie celu dotyczącego redukcji emisji w tym sektorze niż ustanowienie konkretnego udziału OZE<sup>35</sup>.

Nowe cele wyznaczone w RED III zobowiązują państwa członkowskie UE do **osiągnięcia** w ramach wybranego jednego z alternatywnych sposobów: **29% udziału OZE w zużyciu energii końcowej w sektorze transportu lub redukcji intensywności emisji gazów cieplarnianych z sektora transportu na**

<sup>35</sup> Dotyczy to w szczególności elektromobilności, która w statystyce dotyczącej OZE w transporcie jest uwzględniana w sposób pośredni, w przeciwieństwie do rachunku emisji GHG z sektora.



**poziomie 14,5%<sup>36</sup>.** W Polsce zakłada się utrzymanie dotychczasowego podejścia, tj. zapewnienia odpowiedniego udziału OZE w sektorze transportu.

Prognozy wskazują, że w 2030 r. sektor transportu w Polsce będzie emitować więcej niż w 1990 i 2005 r., co związane jest ze znacznie większą aktywnością w tym sektorze niż występowała po przemianach gospodarczych. Wyzwaniem jest w pierwszej kolejności wyhamowanie wzrostu emisji.

**Zgodnie z prognozami w scenariuszach WAM i WEM udział OZE w zużyciu energii końcowej w transporcie<sup>37</sup> może wynieść 16,5% w 2030 r.**

W 2040 r. prognozowany udział OZE w transporcie wyniesie ok. 32,2% w scenariuszu WEM i ok. 44,8% w scenariuszu WAM.

W analizowanych scenariuszach realizacja celu OZE w transporcie w Polsce, określonego na poziomie 29% w 2030 r. **oceniana jest jako niemożliwa do osiągnięcia**, a biorąc pod uwagę aktualne statystyki wydaje się to niezwykle trudne również w większości państw UE<sup>38</sup>. Aktywność gospodarcza w transporcie stale wzrasta, utrzymuje się wysoka i wciąż rosnąca krajowa konsumpcja paliw ciekłych, jednocześnie warunki techniczne nie pozwalają na dostatecznie szybkie zwiększanie wykorzystania paliw alternatywnych. Po ujawnieniu szarej strefy i podjęciu działań zaradczych, w latach 2018–2024 udział OZE w transporcie w Polsce oscylował wokół 6%.

Elektromobilność jest postrzegana w UE jako ważny instrument dekarbonizacji transportu, fundamentalny dla realizacji celów w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych. Popularyzacja elektromobilności jest jednak nadal wyzwaniem ze względu na dostępność ekonomiczną tego typu pojazdów dla polskiego społeczeństwa, zapewnianie infrastruktury ładowania oraz dostęp do wykwalifikowanych zasobów kadrowych i odpowiednie dostosowanie sieci elektroenergetycznych. Ponadto niezwykle istotne jest źródło pochodzenia energii elektrycznej wykorzystywanej do ładowania pojazdów elektrycznych. W praktyce bowiem, nawet pojazdy elektryczne bateryjne czy wodorowe nie możemy określić jako zeroemisyjne<sup>39</sup>, gdyż emitują one np. cząstki stałe z okładzin ciernych czy ze ścierania opon oraz uwzględniając ich łańcuch dostaw. Dotychczas udział pojazdów w pełni elektrycznych w liczbie ogólnej pojazdów jest w Polsce jednym z najniższych w UE. Na koniec 2024 r. liczba samochodów elektrycznych osobowych i dostawczych wyniosła ponad 72 tys. szt., co stanowiło 0,36% w parku pojazdów osobowych i dostawczych w Polsce.<sup>40</sup> Udział samochodów całkowicie elektrycznych w rejestracji nowych pojazdów osobowych wyniósł 3% w 2024 r., podczas gdy w EU średnio było to ok. 15%. Należy zwrócić jednak uwagę na dynamiczny wzrost sprzedaży pojazdów elektrycznych na świecie – co jest megatrendem. Ceny samochodów elektrycznych i spalinowych będą się wyrównywać w coraz większym stopniu, podobnie jak ich TCO (ang. *total cost of ownership*), czyli całkowity koszt posiadania (w tym koszty eksploatacyjne) nawet bez uwzględnienia subsydiów ze środków publicznych. Doprowadzi do tego przede wszystkim prognozowany spadek cen ogniw bateryjnych (nawet o 40%) w średniej perspektywie oraz wzrost TCO pojazdów spalinowych, m.in. przez coraz bardziej restrykcyjne normy emisyjne<sup>40</sup>. Wodór jako paliwo dla transportu drogowego w perspektywie do 2030 r. prawdopodobnie nie będzie bardziej atrakcyjny względem napędów bateryjnych. Może jednak być w tym czasie istotny w transporcie aglomeracyjnym a także innym niż drogowy (np. kolejowym).

W procesie dekarbonizacji transportu pewną rolę mogą odegrać także inne paliwa produkowane z wykorzystaniem energii ze źródeł odnawialnych, takie jak zielony metanol i zielony amoniak (głównie

<sup>36</sup>Art. 25 dyrektywy RED III. Cel redukcyjny wyznacza się w porównaniu poziomem bazowym określonym w art. 27 ust. 1 lit. b dyrektywy RED III.

<sup>37</sup> Prognozy nie uwzględniały bunkrowania morskiego i lotniczego, gdyż metodyka raportowania statystycznego nie obejmowała dotychczas tych elementów.

<sup>38</sup> W 2023 r. średnia dla UE-28 nie przekraczała 11%. Podsumowanie Eurostat: [link](#).

<sup>39</sup> Dla sektora transportu wykorzystany w dokumencie termin *zeroemisyjny* odnosi się do pojazdów i rozwiązań, które w fazie użytkowania nie generują emisji gazów cieplarnianych (GHG).

<sup>40</sup> *Polish EV Outlook 2025*. Polskie Stowarzyszenie Nowej Mobilności.

spodziewane zastosowanie w transporcie morskim i śródlądowym oraz ciężkim lądowym) a także syntetyczny gaz, czy inne paliwa syntetyczne.

Ponadto dyrektywa RED III wskazuje na dodatkowe wymagania (cele cząstkowe) – łączny **udział zaawansowanych biopaliw i biogazu<sup>41</sup> oraz paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego – RFNBO** (ang. *renewable fuels of non-biological origin*) w energii dostarczonej do sektora transportu powinien wynieść co najmniej 1% w 2025 r. i 5,5% w 2030 r., w tym udział wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego powinien wynieść co najmniej 1 pkt proc. w 2030 r. Według szacunków na osiągnięcie 1% w 2030 r. Polska potrzebowałaby na cele transportowe około 91,7 tys. t wodoru RFNBO (rozumianego zarówno jako paliwo, jak i surowiec do produkcji paliw konwencjonalnych).

**Prognozy wskazują, że Polska ma możliwość osiągnięcia ok. 7% udziału zaawansowanych biopaliw i biogazu oraz RFNBO w transporcie w 2030 r.**

Polska ocenia ten cel jako bardzo trudny do realizacji ze względu na bariery technologiczne i finansowe oraz bardzo wczesny etap rozwoju gospodarki wodorowej. Duże znaczenie mają także restrykcyjne regulacje określające możliwość zaliczenia danej produkcji wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego.

**Prognozy wskazują, że w 2030 r. w Polsce może być zarejestrowanych blisko 800 tys. pojazdów elektrycznych i hybrydowych typu plug-in**  
(w tym pojazdy osobowe – ponad 720 tys. szt., ciężarówki i auta dostawcze – 68 tys. szt.)

**Popularyzacja wykorzystania paliw alternatywnych wymaga rozwoju infrastruktury.** Z tego względu na poziomie UE określone zostały jednolite zasady dla państw członkowskich w tym zakresie. *Rozporządzenie UE 2023/1804 w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych* – tzw. rozporządzenie AFIR – zakłada **budowę ogólnodostępnych stref ładowania pojazdów elektrycznych wzdłuż głównych dróg i autostrad.** Na podstawie prognozowanej liczby pojazdów elektrycznych i hybrydowych typu plug-in oraz wymogów rozporządzenia AFIR (które uzależnia konieczną zainstalowaną moc ładowania od liczby pojazdów) wynika, że w Polsce do 2030 r. w ogólnodostępnej infrastrukturze ładowania dla lekkich pojazdów elektrycznych będzie zainstalowane ok. 1,5 GW.

## POLITYKA

W 2022 r. 99% emisji gazów cieplarnianych w sektorze transportu pochodziło z transportu drogowego<sup>42</sup>. Z tego względu na przewozie drogowym koncentruje się poniższa część KPEiK.

Redukcja emisji gazów cieplarnianych dokonuje się poprzez zmniejszenie ilości zużywanej energii pozyskiwanej z paliw transportowych, zmniejszenie emisyjności pojazdów oraz zastąpienie paliw konwencjonalnych (paliw kopalnych wytworzonych z ropy naftowej i gazu ziemnego) paliwami zeroemisyjnymi lub o niskiej zawartości węgla liczonej w całym cyklu życia (paliwa odnawialne). W najbliższych latach za dekarbonizację transportu odpowiadać będą przede wszystkim biopaliwa i biokomponenty. Polska będzie wykorzystywać limit 6,1% udziału biokomponentów I generacji, ze względu na racjonalność kosztową, czas niezbędny na wdrożenie nowych norm i dostosowanie rynku, ale dalszy przyrost powinien opierać się na biokomponentach II generacji. Z tych względów utrzymany

<sup>41</sup> Dotyczy biopaliw i biogazu wyprodukowanych z surowców wymienionych w załączniku IX część A dyrektywy RED II.

<sup>42</sup> W kategorii A3. Transport mieszczą się: lotnictwo krajowe, transport drogowy, transport kolejowy, żegluga śródlądowa, inne.

zostanie *Narodowy Cel Wskaźnikowy* oraz *opłata emisyjna*. Wzrastać będą także wymagania w zakresie emisyjności pojazdów.

W perspektywie średnio- i długookresowej działania będą ukierunkowane na to, **aby wiodącą rolę w dekarbonizacji transportu miała elektromobilność**. Obok wytwarzania niskoemisyjnych paliw i energii ważna jest także odpowiednio dostosowana i rozbudowana sieć dystrybucyjna (stacje paliw i ładowania elektrycznością i sieć trakcyjna), dlatego również w tym obszarze kreowane są działania mające na celu dostosowanie sieci do potrzeb tego sektora.

Ilość zużywanej energii zależy jest od wielkości potrzeb transportowych oraz efektywności przewozu ładunków lub pasażerów. Instrumentami redukcji w tym przypadku jest zarządzanie popytem (np. przez przestrzenne rozmieszczanie funkcji obszarów, optymalizujące popyt transportowy czy kształtowanie odpowiednich zachowań społeczeństwa i gospodarki) oraz realizowanie przewozów efektywniejszymi energetycznie rozwiązaniami transportowymi. Kluczowe znaczenie mają **zbiorowe przewozy pasażerów oraz ładunków**, w tym przy wykorzystaniu potencjału intermodalności i narzędzi logistycznych.

Poniżej opisano podejście do poszczególnych kategorii transportu:

- transport miejski i publiczny – jako alternatywa dla indywidualnego transportu osób,
- transport drogowy (samochodowy),
- transport kolejowy,
- żegluga śródlądowa,
- transport morski,
- lotnictwo.

## Popularyzacja i dekarbonizacja transportu miejskiego i publicznego

Niskoemisyjna transformacja transportu miejskiego jest jednym z priorytetów Polski, przy czym realizowane będą działania na rzecz obniżenia transportochłonności gospodarki, jak i działania na rzecz lepszej organizacji usług przewozowych (np. stopnia wykorzystania logistyki i inteligentnych technologii, w tym szczególnie technologii zarządzania ruchem, intermodalności, przewozów zbiorowych, organizacji przewozów „ostatniej mili”).

Podstawowym celem polityki transportowej opracowywanej na poziomie miast powinno być dążenie do osiągnięcia zrównoważonej mobilności poprzez stworzenie warunków do sprawnego, efektywnego i bezpiecznego przemieszczania się osób i przewozu towarów, przy ograniczeniu szkodliwego wpływu na środowisko naturalne i warunki życia mieszkańców oraz do poprawy dostępności komunikacyjnej w obrębie miasta i obszaru funkcjonalnego. W miastach kluczowe znaczenie mają: atrakcyjna oferta transportu publicznego, optymalizacja potoków ruchu, w tym ich prędkości, polityka parkingowa, rozwiązania na rzecz aktywnej mobilności, w szczególności ruchu rowerowego i pieszego czy wspieranie usług w zakresie logistyki miejskiej. Zarówno zmiana istniejącej tkanki miejskiej, jak planowanie nowych obszarów zurbanizowanych wymaga kompleksowej optymalizacji sposobu planowania rozwoju miast, poprzez powiązanie planowania przestrzennego z planowaniem mobilności. Wdrażanie tych rozwiązań skutkuje zmniejszeniem zużycia energii i redukcją emisji spalin.

Dodatkowym elementem wspierającym rozwój zeroemisyjnego transportu miejskiego będą działania przewidziane w Krajowym Planie Odbudowy i Zwiększenia Odporności (KPO), które zmierzają do dalszej popularyzacji planów zrównoważonej mobilności miejskiej (*ang. Sustainable Urban Mobility Plan – SUMP*), jako jednego z narzędzi przyczyniających się do kompleksowego podejścia do planowania zrównoważonej mobilności w miastach i ich obszarach funkcjonalnych, czy też działania dotyczące wsparcia transportu publicznego.

Aby przyspieszyć proces wymian floty autobusów miejskich na pojazdy zeroemisyjne w miastach liczących powyżej 100 tys. mieszkańców, wprowadzony zostanie obowiązek nabywania jedynie autobusów zeroemisyjnych (elektrycznych i wodorowych). Ponadto, miasta będą zobowiązane też do zawierania umów przewozu tylko z podmiotami korzystającymi z takich autobusów.

Przewiduje się wsparcie samorządów w **rozwój zeroemisyjnego transportu publicznego w miastach** dekarbonizacji transportu (m.in. ze środków Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO)) w szczególności w zakresie inwestycji związanych z:

- wymianą autobusów na zero- i niskoemisyjne na obszarach podmiejskich/wiejskich;
- zakupem autobusów zero- i niskoemisyjnych dla nowoutworzonych pozamiejskich linii autobusowych, a także wymiany taboru pozamiejskich linii autobusowych zagrożonych likwidacją;
- zakupem nowych zeroemisyjnych (elektrycznych) autobusów na potrzeby publicznego transportu miejskiego.

Wprowadzony zostanie **obowiązek tworzenia stref czystego transportu w miastach o liczbie mieszkańców powyżej 100 tys.**, w których odnotowane zostanie przekroczenie dopuszczalnego poziomu stężenia średniorocznego poziomu zanieczyszczeń dwutlenkiem azotu. Rozwiązanie to przyczyni się do ograniczenia emisji pochodzących z transportu w miejscach, gdzie jest to szczególnie istotne.

Istotnym kierunkiem działań będzie także podnoszenie świadomości społeczeństwa i promowanie przyjaznych środowisku sposobów kształtowania i zaspokajania potrzeb transportowych, przede wszystkim w oparciu o politykę i planowanie transportowe, które promują transport zbiorowy oraz nisko- i zeroemisyjny, ale także ruch pieszy i rowerowy.

Mając więc na uwadze dalszą dynamikę zmian dekarbonizacyjnych dotyczących transportu miejskiego należy przyjąć, że w długiej perspektywie innowacyjna mobilność powietrzna oparta o platformy bezałogowe i statki elektryczne (eVTOL) oraz dostosowane do niej instalacje logistyki i systemy zarządzania ruchem zautomatyzowanym, staną się częścią przyszłej multimodalnej i inteligentnej mobilności w miastach, a infrastruktura naziemna i powietrzna umożliwiająca świadczenie usług transportowych zostanie powszechnie wdrożona i zintegrowana.

W odniesieniu do szerszego pojęcia **transportu publicznego** (nie wewnątrz miast) ważną rolę powinien odgrywać transport kolejowy, dlatego w kolejnej części szczegółowo opisano politykę w zakresie kolei. Na przeciwnym biegunie jest transport lotniczy, który nie powinien służyć do przemieszczania na stosunkowo krótkich odcinkach.

Działania związanych z zapewnieniem spójności i poprawą standardu dróg krajowych, a także rozbudowa infrastruktury paliw alternatywnych przy sieci dróg TEN-T wpłynie na sprawność samochodowej zorganizowanej komunikacji zbiorowej. Jednocześnie ważne, aby nie powodować wykluczenia mniejszych miejscowości. Istotnym wsparciem dla autobusowego publicznego transportu zbiorowego jest funkcjonujący od połowy 2019 r. **Fundusz rozwoju przewozów autobusowych o charakterze użyteczności publicznej**. Środki Funduszu przeznacza się na dofinansowanie realizacji zadań własnych jednostek samorządu terytorialnego w zakresie przewozów autobusowych o charakterze użyteczności publicznej (z wyłączeniem komunikacji miejskiej). Środki Funduszu mogą przyczyniać się do eliminowania wykluczenia komunikacyjnego i zwiększania dostępu do komunikacji publicznej, przede wszystkim tam, gdzie komunikacja taka nie funkcjonowała lub funkcjonuje w wymiarze, który w pełni nie zaspokaja potrzeb mieszkańców obszaru.

## Dekarbonizacja transportu samochodowego

Dla pobudzenia popytu na pojazdy niskoemisyjne elementem napędzającym trend jest istnienie obowiązku dotrzymania przez zamawiających **minimalnych udziałów pojazdów czystych (nisko- i zeroemisyjnych) w puli pojazdów drogowych objętych zamówieniami publicznymi** – wprowadzone poprzez ustawę z dnia 2 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych oraz niektórych innych ustaw, wdrażając tym samym dyrektywę 2019/1161 – CVD. Obowiązek obejmuje zapewnienie przez zamawiających minimalnych poziomów docelowych udziału nisko- i zeroemisyjnych pojazdów drogowych do przewozu pasażerów i ładunków (kategorii M i N) w całkowitej liczbie pojazdów objętych udzielonymi zamówieniami publicznymi (o wartości równej lub

przekraczającej progi unijne) na: dostawy pojazdów, wybrane usługi o charakterze transportowym oraz usługi drogowego publicznego transportu zbiorowego, w dwóch okresach: od 24 grudnia 2021 r. do 31 grudnia 2025 r. oraz od 1 stycznia 2026 r. do 31 grudnia 2030 r. Ponadto ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych zobowiązała organy naczelne i centralne oraz jednostki samorządu terytorialnego powyżej 50 tys. mieszkańców obowiązek wykorzystania we flocie elektrycznych pojazdów samochodowych. Udział tych pojazdów we flocie ma wynieść docelowo 30%.

Realizację celów w zakresie dekarbonizacji transportu drogowego wspierają także **instrumenty fiskalne** wprowadzone do polskiego systemu prawnego w odniesieniu do sektora prywatnego. Mają one na celu obniżenie początkowo wyższych kosztów nabycia pojazdów zasilanych paliwami alternatywnymi (zwolnienia podatkowe) oraz późniejsze ich użytkowanie (koszty amortyzacji). Osiągnięcie efektu skali może wymagać wsparcia dla firmowych flot samochodowych np. poprzez gwarancje bankowe na zakup, leasing, czy długoterminowy najem. Unijna taksonomia, promująca inwestycje dekarbonizacyjne, może wpłynąć także na strategię banków, które będą zapewniać produkty preferencyjne dla rozwiązań nisko- i zeroemisyjnych.

Dla rozwoju elektromobilności kluczowe będzie także utworzenie gęstej sieci **ogólnodostępnej infrastruktury ładowania** elektrycznych pojazdów drogowych, zgodnie z rozporządzeniem AFIR, które nakłada na każde państwo członkowskie cele wiążące w zakresie infrastruktury paliw alternatywnych.

Mając na uwadze konieczne tempo dekarbonizacji transportu oraz sytuację ekonomiczną w kraju, na początkowym etapie rozwoju elektromobilności znaczącą rolę odgrywają **instrumenty wsparcia finansowego**. Od 2021 r. w Polsce funkcjonują programy wspierające nabycie zeroemisyjnych pojazdów, w tym autobusów, co przyczynia się do wzrostu popytu na te pojazdy. Ponadto, wspierana jest budowa i rozbudowa infrastruktury ładowania wraz z niezbędną infrastrukturą przyłączeniową. Inicjatywy te obejmują pełen katalog niezbędnych inwestycji. Prowadzone będą także działania w zakresie rozwój ewidencji infrastruktury paliw alternatywnych.

Dodatkowo, w związku z koniecznością dekarbonizacji transportu ciężkiego, uruchomiono nowe programy mające na celu wsparcie rynku zeroemisyjnych pojazdów ciężkich kategorii N2 i N3 oraz wsparcie rozwoju infrastruktury ładowania dedykowanej transportowi ciężkiemu. Wskazać należy, że rozszerzenie programów wsparcia na sektor transportu ciężkiego pozwoli na znaczne zwiększenie wykorzystania energii elektrycznej, a tym samym przełoży się na istotny wzrost udziału OZE w transporcie. Jednocześnie dążyć się będzie do zapewnienia mechanizmu wsparcia unijnego dla transportu ciężkiego, tak aby ograniczyć ryzyko spadku konkurencyjności polskich przedsiębiorców realizujących międzynarodowe przewozy drogowe towarów.

Oprócz tego planowane są inicjatywy wspierające **rozwój niepublicznej infrastruktury ładowania pojazdów** drogowych, co umożliwi dalsze zwiększenie dostępności pojazdów zeroemisyjnych w sektorze transportu. W ramach środków z KPO realizowane są także inwestycje związane z zakupem elektrycznych osobowych pojazdów samochodowych, przez dofinansowanie do zakupu tych pojazdów dla osób fizycznych i osób prowadzących jednoosobową działalność gospodarczą.

Obok rozwoju zeroemisyjnej mobilności, zasadniczym priorytetem jest **poprawa spójności sieci drogowej** i bezpieczeństwa ruchu drogowego, co odbywa się głównie dzięki budowie autostrad, dróg ekspresowych oraz obwodnic miast na sieci TEN-T (drogi szczególnie ważne dla transportu na obszarze Unii Europejskiej). Nowe inwestycje w tej dziedzinie realizowane będą zgodnie z **Rządowym Programem Budowy Dróg Krajowych do 2030 r. (z perspektywą do 2033 r.)** dzięki czemu możliwe będzie umieszczenie na sieci TEN-T stacji paliw alternatywnych dla ciężkich pojazdów samochodowych. Dużą rolę odgrywają środki w ramach instrumentu „Łącząc Europę” (ang. *Connecting Europe Facility*, CEF), który ma na celu wspieranie modernizacji i budowy infrastruktury położonej na transeuropejskiej sieci transportowej TEN-T. Równolegle do nowych inwestycji, prowadzone będą działania inwestycyjne na istniejącej sieci dróg krajowych. Obejmują one kompleksowe przebudowy/rozbudowy odcinków dróg krajowych, punktowe zadania ukierunkowane na poprawę bezpieczeństwa oraz inne zadania mające na celu

zapewnienie prawidłowego funkcjonowania sieci drogowej. Realizacja tych inwestycji zapewni płynność ruchu na długich dystansach, a tym samym wpłynie na ograniczenie zużycia paliwa przez pojazdy.

Działania te będą realizowane w ramach programu wieloletniego pn. Program Wzmocnienia Krajowej Sieci Drogowej do 2030 r. ([link](#)). Program służy w szczególności utrzymaniu wymaganego stanu technicznego istniejącej infrastruktury, zwiększeniu spójności sieci dróg krajowych dostosowanych do ruchu pojazdów o nacisku pojedynczej osi do 11,5 t, poprawie bezpieczeństwa ruchu drogowego oraz intensyfikacji działań zmniejszających negatywny wpływ infrastruktury drogowej na środowisko. Po 2024 r. komponent BRD z Programu Bezpiecznej Infrastruktury Drogowej na lata 2021-2024 przejął Program Wzmocnienia Krajowej Sieci Drogowej 2030 (PWKSD).

Wspierany będzie rozwój i wdrażanie Inteligentnych Systemów Transportowych (ITS) jako narzędzia do realizacji celów polityki zrównoważonej mobilności, co umożliwi dynamiczne zarządzanie ruchem w sieci dróg krajowych, usprawnienie procesów utrzymania infrastruktury drogowej oraz integrację z systemami ITS wdrażanymi przez innych zarządców dróg, w tym na obszarach miejskich.

## Popularyzacja i dekarbonizacja transportu kolejowego

Realizowane będą zadania mające na celu poprawę dostępności, bezpieczeństwa i konkurencyjności czasowej transportu kolejowego i przewoźników krajowych. Działania polegać będą w szczególności na:

- dalszej elektryfikacji (wybranych) linii kolejowych,
- modernizacji linii kolejowych,
- budowie bezkolizyjnych skrzyżowań,
- wdrażaniu nowoczesnych systemów zapewniających interoperacyjność,
- zwiększeniu liczby i standardu technicznego taboru.

Wszystko to ma się sukcesywnie przyczyniać do podniesienia atrakcyjności transportu kolejowego względem innych środków transportu i w konsekwencji do przeniesienia części pasażerów i ładunków na ten bardziej przyjazny środowisku rodzaj transportu. Inwestycje realizowane będą w ramach programów wieloletnich związanych z rozwojem transportu kolejowego. Działania te sukcesywnie będą przyczyniały się do podniesienia atrakcyjności transportu kolejowego względem innych środków transportu i w konsekwencji do przeniesienia **części pasażerów i ładunków** na ten bardziej przyjazny środowisku rodzaj transportu.

Rozwinięta infrastruktura kolejowa, atrakcyjny tabor i dogodna siatka połączeń wraz z przyjaznym pasażerowi systemem informacji oraz zakupem zintegrowanych biletów przyczyni się do wyboru przez społeczeństwo kolei jako optymalnego środka transportu, co przełoży się na redukcję emisji zanieczyszczeń do powietrza pochodzących z innych środków transportu, zwłaszcza transportu drogowego. Odbędzie się to poprzez:

- realizację **Krajowego Programu Kolejowego**. KPK ma zapewnić dokończenie prac na głównych ciągach, tworzących sieć bazową i kompleksową TEN-T, jak również stanowiących kolejowe korytarze transportowe oraz usunięcie występujących wąskich gardeł i połączenie infrastrukturalne najważniejszych ośrodków wzrostu z obszarami o niższej dynamice rozwoju i włączenie ich w sieć transportu europejskiego. Program stanowi kontynuację i aktualizację poprzedniego programu na lata 2015–2023;
- budowę i modernizację kolejowych przystanków osobowych w ramach **Rządowego programu budowy lub modernizacji przystanków kolejowych na lata 2021–2025**. Budowa przystanków w nowych dogodniejszych dla podróżnych lokalizacjach, o parametrach technicznych pozwalających na zatrzymywanie się pociągów dalekobieżnych (międzywojewódzkich), co powstrzyma odchodzenie do innych wysokoemisyjnych środków transportu. Ponadto w ramach programu realizowane jest zadanie polegające na poprawie dostępności miejsc parkingowych dla podróżnych; realizację projektów w ramach Programu Uzupelniania Lokalnej i Regionalnej



Infrastruktury Kolejowej – Kolej + do 2029 r. Podstawowym celem Programu Kolej + jest uzyskanie/ usprawnienie połączenia kolejowego miejscowości o populacji powyżej 10 tys. mieszkańców z miastami wojewódzkimi, co przyczyni się do eliminowania wykluczenia komunikacyjnego dzięki możliwości uzupełniania sieci kolejowej o nowe połączenia, które przede wszystkim zapewnią pasażerom dostęp do komunikacji międzywojewódzkiej.

Dalsze działania ukierunkowane na kolej i promujące transport publiczny oznaczają realizację projektu Ogólnopolskiego Biletu Zintegrowanego (OBZ). Projekt ten zapewni możliwość wyszukania i zakupu zintegrowanego biletu łączącego różne rodzaje transportu publicznego, a także zapewni system rozliczeń pomiędzy przewoźnikami. Założeniem jest zaprojektowanie i wdrożenie ogólnopolskiej, zintegrowanej platformy cyfrowej do obsługi dynamicznej informacji pasażerskiej i sprzedaży zintegrowanych biletów, tj. OBZ w ramach kolejowych przewozów pasażerskich (regionalnych i dalekobieżnych) z możliwością rozbudowy systemu cyfrowego o transport autobusowy i aglomeracyjny. Jednym z elementów powyższego projektu będzie stworzenie nowoczesnej wyszukiwarki ofert przewozowych umożliwiającej korzystanie z różnych rodzajów transportu. Usługa będzie atrakcyjna cenowo tak, aby pasażer podczas podejmowania decyzji wyboru środka transportu zrezygnował z transportu indywidualnego na rzecz transportu publicznego. Ten nowoczesny system cyfrowy będzie oparty o otwarty interfejs, do którego włączyć się będą mogli wszyscy zainteresowani przewoźnicy.

Kluczowym elementem wpływającym na satysfakcję podróżujących koleją jest czas jazdy. Dlatego też prowadzone będą intensywne działania mające na celu poprawę rozkładu jazdy i dalekobieżnej oferty przewozowej, uzyskując krótsze czasy jazdy. Ponadto w Ministerstwie Infrastruktury trwają prace nad kolejowym rozkładem jazdy – tzw. Horyzontalny Rozkład Jazdy, który wprowadzi stałą siatkę połączeń na lata 2030/31-2039/40 (z perspektywą 2049/50) oraz będzie uwzględniać efekty modernizacji i budowy linii kolejowych przez spółkę Centralny Port Komunikacyjny.

Przenoszenie przewozów z mniej przyjaznych środowisku środków na kolej realizowane będzie poprzez rozwój transportu intermodalnego, zgodnie z Kierunkami Rozwoju Transportu Intermodalnego do 2030 r. z perspektywą do 2040 r. Priorytetem będzie sprawność ruchu pociągów oraz wzrost prędkości handlowych, zwłaszcza dla pociągów towarowych. Ważne jest opracowanie rozwiązań technicznych i budowa terminali załadunku i rozładunku naczep, przyczep samochodowych, kontenerów – pozwoli to na powiązanie transportu samochodowego z transportem kolejowym („tiry na tory”) lub przenoszenie co najmniej częściowo „ciężkiego” transportu towarowego na kolej.

## Dekarbonizacja transportu morskiego

W obszarze transportu morskiego szczególne znaczenie mają regulacje wskazujące, że właściwe jednostki w ramach swoich kompetencji będą prowadzić działania w zakresie:

- przeprowadzania kontroli obowiązków przestrzegania przepisów *ustawy z dnia 15 maja 2015 r. o substancjach zubażających warstwę ozonową oraz niektórych fluorowanych gazach cieplarnianych* w zakresie eksploatacji na statkach urządzeń chłodniczych, klimatyzacyjnych, rozdzielnic elektrycznych oraz systemów ochrony przeciwpożarowej i gaśnic zawierających substancje kontrolowane czy też fluorowane gazy cieplarniane;
- przeprowadzania kontroli dotyczących wymogów ograniczenia emisji tlenu azotu ze statków wynikających z Międzynarodowej konwencji o zapobieganiu zanieczyszczaniu morza przez statki (Konwencja MARPOL): Załącznik VI – Przepisy o zapobieganiu zanieczyszczenia powietrza przez statki wraz z Kodeksem technicznym kontroli emisji tlenków azotu z okrętowych silników wysokoprężnych (Kodeks NOX);
- realizacji przepisów *rozporządzenia UE 2015/757 w sprawie monitorowania, raportowania i weryfikacji emisji dwutlenku węgla z transportu morskiego, zmienionego rozporządzeniem UE 2023/957 w celu włączenia transportu morskiego do unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji oraz monitorowania, raportowania i weryfikacji emisji dodatkowych GHG i emisji z dodatkowych typów statków;*
- realizacji przepisów *rozporządzenia UE 2023/1805 w sprawie stosowania paliw odnawialnych i niskoemisyjnych w transporcie morskim.*

Włączenie transportu morskiego do systemu EU ETS przyczyni się do zmniejszenia emisyjności gazów cieplarnianych z tego sektora. Przedsiębiorstwa żeglugowe i armatorzy będą musieli zastosować bezemisyjne technologie i paliwa, jeśli będą chcieli uniknąć ponoszenia kosztów zakupu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych.

## Dekarbonizacja lotnictwa

Rozwój lotnictwa w Polsce powinien przebiegać zgodnie z **Polityką rozwoju lotnictwa cywilnego w Polsce do 2030 r. (z perspektywą do 2040 r.)** ([link](#)). Kierunki interwencji dotyczą m.in. rozwoju sieci lotnisk, inwestycji w porty lotnicze, funkcjonowania przestrzeni powietrznej, wsparcia badań, edukacji i rozwoju w obszarze lotnictwa cywilnego oraz bezpieczeństwa, ale także **ochrony środowiska w transporcie lotniczym** (kierunek interwencji VII).

Polityka w obszarze lotniczym uwzględnia, że od ok. 2035 r. powinny być dostępne seryjnie produkowane statki powietrzne zeroemisyjne, lecz do tego czasu największe znaczenie będą miały zrównoważone paliwa lotnicze (ang. *sustainable aviation fuels*, SAF), które nie wymagają modyfikacji floty. Dążyć się będzie do realizacji wymagań rozporządzenia UE 2023/2405 w sprawie zapewnienia równych warunków działania dla zrównoważonego transportu lotniczego – ReFuelEU Aviation, które m.in. zobowiązuje dostawców paliw do dostarczania SAF do unijnych portów lotniczych, a także wspierania na poziomie krajowym badań naukowych oraz rozwoju i innowacji w zakresie SAF. Zgodnie z załącznikiem I do rozporządzenia minimalny udział paliwa zrównoważonego w paliwie lotniczym w unijnych portach lotniczych obrazuje tabela poniżej.

*Tabela 2. Minimalny udział paliwa zrównoważonego w paliwie lotniczym w unijnych portach lotniczych w latach 2025 – 2050 [%]*

| Okres                            | Roczny udział minimalny SAF | W tym udział minimalny paliw syntetycznych | Średni udział paliw syntetycznych w danym okresie |
|----------------------------------|-----------------------------|--------------------------------------------|---------------------------------------------------|
| Od 1.01.2025 r.                  | 2%                          | 0%                                         | -                                                 |
| Od 1.01.2030 r. do 31.12.2031 r. | 6%                          | 0,7%                                       | 1,2%                                              |
| Od 1.01.2032 r. do 31.12.2033 r. |                             | 1,2%                                       | 2,0%                                              |
| Od 1.01.2034 r. do 31.12.2034 r. |                             | 2,0%                                       |                                                   |
| Od 1.01.2035 r.                  | 20%                         | 5%                                         | -                                                 |
| Od 1.01.2040 r.                  | 34%                         | 10%                                        | -                                                 |
| Od 1.01.2045 r.                  | 42%                         | 15%                                        | -                                                 |
| Od 1.01.2050 r.                  | 70%                         | 35%                                        | -                                                 |

Ważnym elementem motywującym ograniczanie emisji zanieczyszczeń z transportu lotniczego jest uczestnictwo polskich operatorów lotniczych w EU ETS – system dotyczy lotów wewnątrz UE i do Europejskiego Obszaru Gospodarczego. Do odchodzenia od paliw kopalnych mobilizować mają częściowo pozostawione bezpłatne uprawnienia w okresie 2024–2030, przy czym od 2026 r. wprowadzona zostanie pełna sprzedaż aukcyjna. Środki pochodzące z opłat operatorów statków powietrznych za umarzanie uprawnień do emisji w ramach EU ETS powinny być źródłem finansowania działań dekarbonizacyjnych.

Komplementarnym do EU ETS jest udział Polski w mechanizmie kompensacji i redukcji CO<sub>2</sub> dla lotnictwa międzynarodowego – **CORSIA** (ang. Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation)<sup>43</sup>. To system offsetu emisji z lotnictwa międzynarodowego, w którym linie lotnicze mogą

<sup>43</sup> Art. 25a dyrektywy ETS, dodany przez art. 1 pkt 9 lit. b dyrektywy nr 2023/958.

kompensować emisje CO<sub>2</sub> z lotów międzynarodowych poprzez zakup kredytów węglowych (projektów ochrony klimatu lub stosowania bardziej przyjaznych dla klimatu paliw) odpowiadających ich emisjom przewyższających historyczny poziom. Unia i jej państwa członkowskie, w tym Polska, wdrażają mechanizm CORSIA od początku fazy pilotażowej, tj. okresu obejmującego lata 2021–2023, zgodnie z decyzją Rady (UE) 2020/954. Od 2027 roku system będzie obowiązkowo stosowanym na całym świecie środkiem rynkowym, którego celem jest kompensowanie emisji dwutlenku węgla w lotnictwie międzynarodowym na poziomie globalnym.

**W portach lotniczych** realizowane będą inwestycje wynikające z wymogów art. 12 rozporządzenia AFIR, dotyczące zapewnienia energii ze źródeł odnawialnych statkom powietrznym podczas postoju. Zarządzający portami lotniczymi **powinni dążyć do pozyskiwania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych**, kierując się w ten sposób na osiągnięcie zeroemisyjności tych obiektów. Ze względów bezpieczeństwa każdy port lotniczy powinien posiadać dwa niezależne źródła energii elektrycznej, co wymaga podłączenia do zewnętrznych sieci elektroenergetycznych.

Obok poprawy infrastruktury porty lotnicze powinny także dążyć do poprawy efektywności operacyjnej transportu lotniczego oraz wdrażać innowacyjne rozwiązania w ruchu lotniczym.

Jednocześnie należy podkreślić, że redukcja emisji gazów cieplarnianych (GHG) w sektorze transportu jest niezwykle trudna m.in. z uwagi na obserwowany wzrost aktywności tego sektora. Dlatego też istotne jest, aby działania ograniczające emisję nie odbywały się kosztem ograniczenia mobilności społeczeństwa.

## DZIAŁANIA

### W zakresie dekarbonizacji transportu miejskiego i publicznego:

- Działanie 36. Instrument finansowy – Fundusz rozwoju przewozów autobusowych o charakterze użyteczności publicznej
- Działanie 37. Rozwój miejskich sieci transportowych
- Działanie 38. Rozwój zeroemisyjnego transportu publicznego w miastach
- Działanie 39. Utworzenie stref czystego transportu
- Działanie 155. Działania na rzecz walki z ubóstwem transportowym w ramach PSK

### W zakresie dekarbonizacji transportu samochodowego:

- Działanie 34. Inteligentne Systemy Transportowe (ITS)
- Działanie 35. Zwiększenie spójności i poprawa standardu dróg krajowych
- Działanie 40. Instrumenty finansowego wsparcia elektromobilności
- Działanie 41. Instrumenty pozafinansowego wsparcia elektromobilności
- Działanie 43. Rozwój transportu intermodalnego
- Działanie 44. Rozwój elektryfikacji drogowych przewozów towarowych (branża TSL)
- Działanie 52. Zwiększanie wymagań w zakresie emisyjności pojazdów
- Działanie 53. Opłata emisyjna
- Działanie 54. Rozwój ewidencji infrastruktury paliw alternatywnych

### W zakresie dekarbonizacji transportu kolejowego:

- Działanie 42. Modernizacja taboru i infrastruktury kolejowej oraz rozbudowa lokalnej i regionalnej infrastruktury kolejowej
- Działanie 43. Rozwój transportu intermodalnego
- Działanie 155. Działania na rzecz walki z ubóstwem transportowym w ramach PSK

**W zakresie dekarbonizacji żeglugi morskiej:**

- Działanie 45. Zapewnienie dostępności paliw alternatywnych w portach morskich
- Działanie 46. Wdrażanie innowacyjnych technologii w zarządzaniu ruchem statków morskich
- Działanie 51. Wsparcie budowy innowacyjnych jednostek transportowych napędzanych wodorem i pochodnymi

**W zakresie dekarbonizacji lotnictwa:**

- Działanie 48. Poprawa infrastruktury portów lotniczych oraz efektywności operacyjnej transportu lotniczego
- Działanie 46. Wdrażanie innowacyjnych technologii w zarządzaniu ruchem statków morskich
- Działanie 50. Dekarbonizacja lotnictwa w zgodzie z priorytetami UE
- Działanie 51. Wsparcie budowy innowacyjnych jednostek transportowych napędzanych wodorem i pochodnymi

## Cel 1.2.4. Redukcja emisji GHG w przemyśle

Przemysł odpowiada za ok. ¼ zużycia energii w Unii Europejskiej, w związku z czym - obok sektora budynków - został objęty szczególną uwagą w zakresie ograniczenia wpływu na środowisko. Transformacja oraz dekarbonizacja sektora przemysłowego stanowią istotny element utrzymania konkurencyjności gospodarki. Przedsiębiorstwa wdrażające technologie niskoemisyjne uzyskują przewagę kosztową i wizerunkową na coraz bardziej wymagających rynkach. Redukcja emisyjności procesów produkcyjnych staje się również warunkiem dostępu do europejskich łańcuchów wartości, w których standardy środowiskowe mają rosnące znaczenie. Jednocześnie wysoka energochłonność procesów przemysłowych oraz rosnące koszty zużywanej energii negatywnie wpływają na konkurencyjność polskich przedsiębiorstw, ograniczając ich możliwości inwestycyjne i zdolność rywalizacji na rynkach międzynarodowych.

Zapewnienie konkurencyjności polskiego przemysłu staje się jednym z kluczowych wyzwań transformacji energetyczno-klimatycznej. Z uwagi na złożoność i charakterystykę poszczególnych branż przemysłowych rekomendowane jest opracowanie kompleksowej strategii w zakresie utrzymania konkurencyjności oraz wskazującej działania dekarbonizacyjne i narzędzia niezbędne do przeprowadzenia transformacji sektorów przemysłu.

**Polska przygotuje strategię w zakresie zwiększenia konkurencyjności i transformacji przemysłu.**

Przemysł stał się także szczególnym obszarem zainteresowania Unii Europejskiej, która w ostatnich latach wydała szereg kluczowych dokumentów i inicjatyw wspierających jego modernizację. Do najważniejszych należą *Pakt dla czystego przemysłu*<sup>44</sup> oraz *Kompas konkurencyjności UE*<sup>45</sup>, które definiują zestaw działań wspierających rozwój gospodarki niskoemisyjnej oraz wzmacniających konkurencyjność europejskich przedsiębiorstw, zwłaszcza w sektorach energochłonnych.

<sup>44</sup> Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Pakt dla czystego przemysłu: wspólny plan działania na rzecz konkurencyjności i dekarbonizacji” (COM/2025/85 final), ([link](#))

<sup>45</sup> Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Kompas konkurencyjności UE” (COM/2025/30 final), ([link](#))

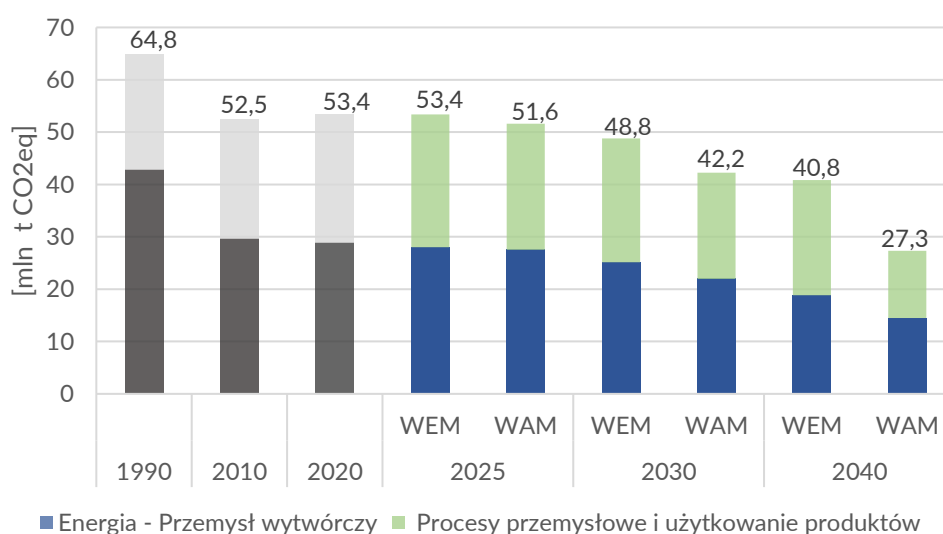
## Emisyjność procesów

W większości gałęzi przemysłów ciężkich (np. cementowym, hutniczym, chemicznym, petrochemicznym) występują znaczące **emisje procesowe** wynikające z przetwarzania surowców, których uniknięcie jest znacznie trudniejsze niż ograniczenie emisji związanych z wytwarzaniem energii na potrzeby procesów<sup>46</sup>.

Zgodnie z prognozami scenariuszy WAM i WEM, emisje procesowe w przemyśle w 2030 roku będą znacząco spadać w porównaniu do 1990 roku. W scenariuszu WEM, emisyjność wynikająca z procesów przemysłowych w 2040 roku wyniesie ok. 22 mln t ekw. CO<sub>2</sub> i jest zbliżona do wartości z 2030 roku. Natomiast największą redukcję GHG ze względu na aktywną transformację przemysłu będzie można zaobserwować w 2040 roku w scenariuszu WAM, w którym prognoza emisji gazów cieplarnianych z procesów przemysłowych szacowana jest na poziomie ok. 12,8 mln t ekw. CO<sub>2</sub>.

**Prognozy scenariusza WEM wskazują, że emisje procesowe w sektorze przemyśle<sup>47</sup> w Polsce mogą wynosić 23,7 mln t ekw. CO<sub>2</sub> w 2030 r. Scenariusz WAM zakłada mniejszą emisję na poziomie 20,3 mln t ekw. CO<sub>2</sub>.**  
[szacunki nie mają charakteru celu]

Wykres poniżej przedstawia emisje gazów cieplarnianych w sektorze przemyśle, z podziałem na emisje związane ze zużyciem energii z przemysłu wytwórczego oraz emisje wynikające z procesów przemysłowych i użytkowania produktów. W scenariuszu WAM przewiduje się większą redukcję emisyjności, ponieważ zakłada on aktywną transformację przemysłu obejmującą m.in. modernizację i elektryfikację procesów, większe wykorzystanie energii z OZE oraz zastosowanie technologii CCUS w przemyśle mineralnym i wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego w przemyśle nawozowym.



Wykres 6. Emisje GHG z przemysłu [mln t CO<sub>2</sub> eq]

Przemysł energochłonny objęty jest systemem EU ETS, w ramach którego funkcjonuje czasowy i ograniczony ilościowo przydział bezpłatnych uprawnień emisji gazów cieplarnianych. Ponadto wybrane gałęzie przemysłu mogą skorzystać z systemu rekompensat dla sektorów i podsektorów

<sup>46</sup> W przypadku, gdy zakłady produkcyjne wytwarzają energię elektryczną i ciepłą na własne potrzeby, wówczas emisje gazów cieplarnianych towarzyszące produkcji tej energii są przypisane bezpośrednio do sektora przemysłu.

<sup>47</sup> Wartości odnoszą się do kategorii 2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów (produkty mineralne; przemysł chemiczny; produkcja metali; produkcja i użytkowanie innych wyrobów produkty nieenergetyczne ze zużycia paliw i rozpuszczalników; inne), zgodnie z klasyfikacją IPCC. Oddzielnie rozliczane są emisje ze spalania paliw na wytwarzanie energii w przemyśle, czyli generowanych przez energetykę przemysłową.

energochłonnych. W sektorach objętych podatkiem granicznym (CBAM<sup>48</sup>) **po 2030 r. nastąpi istotny spadek dostępnej liczby bezpłatnych uprawnień**, a całkowite ich wycofanie przewidziano do 2034 r.<sup>49</sup> Zastosowanie nisko- i zeroemisyjnych, wysokoefektywnych, nowoczesnych technologii i rozwiązań pozwoli na przeprowadzenie procesów transformacyjnych w sektorach dotychczas objętych systemem EU ETS.

Pozostała część działalności przemysłowej przyczynia się do realizacji wspólnego celu redukcyjnego (sektor non-ETS). Istotną część energii cieplnej wykorzystywanej w tych podsektorach przemysłu nie wymaga wysokich temperatur, co zwiększa wachlarz wykorzystania tańszych odnawialnych źródeł energii. Istotną rolę w dekarbonizacji tego sektora ma **poprawa efektywności energetycznej realizowanych procesów i optymalizacja procesów**, w szczególności ze względu na potencjał spadku energochłonności i redukcji kosztów działalności.

Trzeba również zauważyć, że rosnący sektor technologii informacyjno-komunikacyjnych (ICT, ang. *information and communication technologies*) staje się nową gałęzią gospodarki o charakterze przemysłu energochłonnego. Szacuje się, że w 2020 r. sektor ICT odpowiadał za zużycie ok. 3,6 TWh, prognoza wskazuje, że w 2030 r. przekroczy ok. 6 TWh. Wysokie zużycie energii może stanowić dodatkowe obciążenie dla systemu elektroenergetycznego, ale sektor ten cechuje się również wysokim poziomem innowacyjności, co może oddziaływać na kreowanie nowych rozwiązań w obszarze produkcji i optymalizacji zużycia energii, wartych powielenia w innych częściach gospodarki. Ponadto sektor ICT ma potencjał na stanie się głównym źródłem ciepła odpadowego.

## Redukcja emisyjności

W dążeniu do redukcji w zakresie emisyjności gazów cieplarnianych w sektorze przemysłu sprzyjać powinny dodatkowe cele dotyczące:

- przyrostu **wykorzystania OZE** w przemyśle,
- wykorzystania **wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego** w przemyśle,
- zapewniania warunków rozwoju technologii **wychwytu i składowania CO<sub>2</sub>** (ang. *carbon capture and storage*, CCS) oraz **wychwytu i wykorzystania CO<sub>2</sub>** (ang. *carbon capture and utilisation*, CCU).

Jednym z kluczowych czynników dekarbonizacji przemysłu mogą być prace **badawczo-rozwojowe (B+R) w obszarze procesów przemysłowych i produkcji energii**. Istotną rolę motywującą do działań będzie mieć także popularyzacja **standardów zrównoważonego rozwoju i ich raportowania** (ESG, ang. *environment, society, corporate governance*)<sup>50</sup>. ESG znacznie ułatwi dostęp do zunifikowanych informacji, które można porównywać oraz na ich podstawie podejmować decyzje biznesowe.

Zgodnie z dyrektywą RED III państwa członkowskie zostały zobligowane do dążenia na rzecz **zwiększenia udziału źródeł odnawialnych w zużyciu energii w sektorze przemysłu o orientacyjny wzrost o co najmniej 1,6 pkt proc. średniorocznie w latach 2021–2025 oraz 2026–2030**<sup>51</sup>.

**OZE**  
w przemyśle

Dotychczas kluczową rolę w zakresie udziału OZE w przemyśle odgrywała biomasa, lecz przewiduje się, że coraz większe znaczenie będzie mieć biometan, energetyka wiatrowa i słoneczna.

<sup>48</sup> CBAM (ang. *Carbon Border Adjustment Mechanism*) to mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO<sub>2</sub>, który będzie miał zastosowanie przy imporcie do UE wybranych towarów wytworzonych w branżach wysokoemisyjnych, pochodzących z państw trzecich.

<sup>49</sup> Zgodnie z dyrektywą ETS – 2023/959/UE.

<sup>50</sup> Na podstawie dyrektywy PE i Rady (UE) 2022/2464 z dnia 14 grudnia 2022 r. w sprawie zmiany rozporządzenia (UE) nr 537/2014, dyrektywy 2004/109/WE, dyrektywy 2006/43/WE oraz dyrektywy 2013/34/UE w odniesieniu do sprawozdawczości przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju, tzw. dyrektywa CSRD.

<sup>51</sup> Art. 22a dyrektywy (UE) 2023/2413 (RED III), zmieniającej dyrektywę (UE) 2018/2001 (RED II), Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82, z późn. zm.

**Prognozy scenariusza WEM wskazują, że w 2030 r. Polska może osiągnąć ok. 17% udziału OZE w zużyciu energii w sektorze przemysłu. Scenariusz WAM zakłada wzrost udziału na poziomie ok. 29,6%<sup>52</sup>.**

Natomiast w 2040 roku scenariusz WEM wskazuje udział OZE w zużyciu energii w sektorze przemysłu na poziomie 21,2%, scenariusz WAM zakłada wzrost udziału na poziomie ok. 49,3%.

Rozwój gospodarki wodorowej (wodór niskoemisyjny i odnawialny, w tym wodór odnawialny pochodzenia niebiologicznego) może wspomóc dekarbonizację wielu branż gospodarki. Również unijna polityka klimatyczna silnie stawia na wzrost wykorzystania wodoru jako alternatywy dla paliw kopalnych. Jednym z głównych obszarów rozwoju rynku tego surowca jest wykorzystanie wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego w przemyśle. W związku z unijną polityką wyrażoną w RED III, zgodnie z którą państwa członkowskie zostały zobowiązane, **aby wodór stosowany w przemyśle do celów związanych z energią końcową i celów innych niż energetyczne stanowił 42% do 2030 r. i 60% do 2035 r.** Wdrożenie tego celu będzie miało skutki szczególnie dla branży azotowych nawozów sztucznych, a także dla sektora rafineryjnego. Wodór odnawialny pochodzenia niebiologicznego wykorzystywany w przemyśle musi pochodzić z energii odnawialnej spełniającej wymagania określone w *rozporządzeniu (UE) 2023/1184*, które wprowadza m.in. zasadę dodatkowości oraz korelacji czasowej, które ograniczają możliwość wykorzystywania istniejących już mocy OZE do realizacji ww. celów w przemyśle.

**wodór**  
w przemyśle

Polska jest jednym z największych producentów i konsumentów wodoru otrzymywanego w procesie reformingu parowego gazu ziemnego w Europie, z tego względu osiągnięcie celu zwiększenia udziału wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego do 2030 r. jest oceniane jako niemożliwe. Wykorzystanie w przemyśle wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego na poziomie 42% w 2030 r. **wymagałoby zapewnienia ok. 160 tys. t<sup>53</sup> tego surowca.** Przez ostatnie 10 lat w Polsce największym konsumentem wodoru był sektor nawozowy – dlatego większa część krajowego zużycia wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego (ok. 80% całkowitego zapotrzebowania) będzie związana z wytwarzaniem amoniaku do utrzymania produkcji nawozów. W scenariuszu WEM prognozy wskazują, że w 2030 r. **krajowa produkcja wodoru odnawialnego (w tym pochodzenia niebiologicznego) może wynieść ok. 20 tys. t<sup>54</sup>, natomiast scenariusz WAM zakłada produkcję na poziomie 122 tys. t.**

Z uwagi na wysokie koszty produkcji wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego, zapewnienie pozostałej części polskiego zapotrzebowania na wodór do realizacji celu przemysłowego RED III, wymaga stymulacji produkcji krajowej poprzez projektowany instrument wsparcia finansowego. Zapewnienie do 2030 roku części polskiego zapotrzebowania na wodór odnawialny pochodzenia niebiologicznego przez import, w tym w postaci amoniaku odnawialnego pochodzenia niebiologicznego jest znacząco utrudnione ze względu na ograniczoną przepustowość systemu transportowego, brak infrastruktury umożliwiającej import wodoru drogą morską oraz brak odpowiednio rozwiniętej współpracy międzynarodowej zapewniającej dostawę wodoru lub amoniaku spełniającego wymagania określone w *rozporządzeniu (UE) 2023/1184*. Realizacja celów RED III w zakresie wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego, to ogromne wyzwanie najbliższych lat dla wielu państw członkowskich, co wraz z ograniczoną dostępnością importu surowca wpływa również na konkurencję w tym zakresie<sup>55</sup>.

<sup>52</sup> Aktualnie nie istnieje oficjalna metodyka określania udziału OZE w końcowym zużyciu energii w przemyśle, dlatego podawana wartość ma charakter orientacyjny i może ulec nawet istotnej zmianie.

<sup>53</sup> Zgodnie z szacunkami Ministerstwa Klimatu i Środowiska

<sup>54</sup> Załącznik 1 do KPEiK – Rozdział 3.2, Tabela 3.2

<sup>55</sup> Szerszy kontekst pokrycia zapotrzebowania na wodór został omówiony w ramach wymiaru 3.



Jednym ze sposobów redukcji emisji procesowych w przemyśle są również **technologie wychwytu, składowania i wykorzystania CO<sub>2</sub>**. Zastosowanie tego rodzaju instalacji może pozwolić na obniżenie emisji w sektorach trudnych do dekarbonizacji lub zelektryfikowania, takich jak przemysł mineralny, stalowy czy chemiczny.

## CCS/CCU w przemyśle

Rozwój infrastruktury przesyłowej CO<sub>2</sub> potencjalnie umożliwi dostęp do współdzielonej infrastruktury przesyłowej dla różnych sektorów przemysłu. Wiele innych branż wykorzystuje CO<sub>2</sub> jako surowiec do wytwarzania produktów, takich jak paliwa, chemikalia czy materiały budowlane. Dwutlenek węgla jest również szeroko stosowany w procesach przemysłowych. Część wychwyconego CO<sub>2</sub> mogłaby być wykorzystywana na potrzeby krajowej produkcji w przemyśle, a część składowana w odpowiednich dla tego rozwiązania lokalizacjach.

Podjęcie decyzji inwestycyjnych i udział podmiotów w projektach CCS/CCU zależą będzie od szeregu czynników, takich jak m.in. koszt uprawnień do emisji, ceny paliw i energii elektrycznej, a także od dostępności alternatyw w zakresie redukcji emisji GHG. Wyzwaniem dla rozwoju projektów CCS są wysokie koszty budowy infrastruktury, potencjalna i realna dostępność infrastruktury transportowej CO<sub>2</sub>, możliwości lokalizacji kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla oraz dostępne pojemności podziemnych składowisk dwutlenku węgla, a także konieczność koordynacji w ramach całego łańcucha wartości. Przy wyznaczaniu obszarów podziemnego składowania CO<sub>2</sub>, brane będą pod uwagę m.in. uwarunkowania geologiczne i przyrodnicze oraz charakterystyka kompleksów podziemnego składowania, jak również potrzeba zapewnienia bezpieczeństwa powszechnego, ochrony zdrowia i życia ludzi oraz dbałość o dobry stan środowiska. Ważnym czynnikiem mającym wpływ na rozwój technologii CCS i szerokiego wdrożenia w skali komercyjnej jest uzyskanie akceptacji społecznej.

Aktualnie tego rodzaju technologia nie jest spopularyzowana w Europie, dlatego **UE postawiła za cel osiągnięcie do 2030 r. rocznej mocy zatłaczania wynoszącej co najmniej 50 mln t CO<sub>2</sub>** w geologicznych składowiskach dopuszczonych na mocy dyrektywy 2009/31/WE na terytorium UE, w jej wyłącznych strefach ekonomicznych lub na jej szelfie kontynentalnym w rozumieniu Konwencji Narodów Zjednoczonych o prawie morza. Wdrażanie technologii CCS oraz obowiązków w tym obszarze wynikających z *rozporządzenia UE 2024/1735*, tzw. *Net Zero Industry Act* – NZIA, spoczywać będzie zarówno na państwach członkowskich jak i na firmach wydobywających węglowodory (w Polsce będzie to przede wszystkim ORLEN S.A.). Państwa członkowskie mają obowiązek podać dane dotyczące obszarów na ich terytorium, na których składowiska CO<sub>2</sub> mogą być dopuszczone. Natomiast na podmioty wydobywające węglowodory nałożony został obowiązek zapewnienia kontrybucji do ww. unijnego celu na 2030 r. w zakresie zapewnienia rocznej mocy zatłaczania CO<sub>2</sub> - stosownie do wielkości ich produkcji w okresie 2020-2023 r. (przy czym podmioty mogą inwestować w projekty składowania, które nie będą realizowane w Polsce, ale na terytorium Unii Europejskiej - w jej wyłącznych strefach ekonomicznych lub na jej szelfie kontynentalnym). Dodatkowo zobligowane podmioty powinny podać do wiadomości publicznej dane geologiczne dotyczące zakładów produkcyjnych, które zostały zlikwidowane lub zostały zgłoszone do likwidacji – jako potencjalne miejsca składowania CO<sub>2</sub>. Decyzja Komisji 2025/1479 z dnia 22 maja 2025 r. określająca proporcjonalny wkład podmiotów posiadających zezwolenie zdefiniowane w art. 3 dyrektywy 94/22/WE *Parlamentu Europejskiego i Rady* w realizacji unijnego celu dotyczącego mocy zatłaczania CO<sub>2</sub> do 2030 r. wskazała 2 polskie podmioty zobowiązane do kontrybucji w ww. celu, na łącznym poziomie ok. 4,3 miliona ton rocznie. Realizacja tego celu w perspektywie do 2030 r. budzi poważne wątpliwości, biorąc pod uwagę okres niezbędny dla przygotowania i ustanowienia składowiska na terytorium Polski.

W lipcu 2024 r. podjęto inicjatywę zawarcia *listu intencyjnego w sprawie rozwoju technologii sekwestracji CO<sub>2</sub> w Polsce* pomiędzy Ministerstwem Klimatu i Środowiska a przedstawicielami przedsiębiorców, nauki oraz organizacji pozarządowych. Zawarcie listu intencyjnego oraz podjęcie i intensyfikacja określonych w nim działań pozwolą na ostateczną ocenę potencjału rozwoju technologii CCS/CCUS w Polsce, która jest silnie uzależniona od weryfikacji szacunków w zakresie pojemności kompleksów podziemnych

składowisk CO<sub>2</sub> w Polsce. Z tego względu dokładne szacunki dla Polski w zakresie m.in. ilości emisji CO<sub>2</sub>, którą można wychwycić rocznie do 2030 r., sposobu transportu wychwyconego CO<sub>2</sub>, czy zdolności składowania i objętości iniekcji CO<sub>2</sub> dostępnych do 2030 r. mogą zostać określone na dalszym etapie prac, w szczególności w ramach planowanej strategii rozwoju technologii wychwytu, transportu, składowania i wykorzystania dwutlenku węgla.

## Polska przygotowuje strategię rozwoju wychwytu, transportu, składowania CO<sub>2</sub> i jego wykorzystania w gospodarce.

## POLITYKA

Polityka krajowa powinna być ukierunkowana na aktywne wspieranie innowacji, rozwoju kompetencji oraz powstawania nowych gałęzi gospodarki opartych na czystych technologiach. Jednocześnie musi zapewniać odpowiednie warunki do funkcjonowania już istniejących sektorów przemysłu, szczególnie tych o znaczeniu strategicznym i istotnych dla bezpieczeństwa państwa.

Redukcja emisji gazów cieplarnianych w sektorze przemysłu będzie odbywać się wielotorowo. Część działań będzie motywowana regulacjami unijnymi i krajowymi ukierunkowanymi na dekarbonizację, także ze względu na funkcjonowanie systemu EU ETS. Coraz częściej przedsiębiorcy będą podejmować działania z własnej inicjatywy. Szczególne znaczenie mają rosnące korzyści ekonomiczne, jak również wzrost atrakcyjności rynkowej wynikającej z zapotrzebowania na produkty i usługi cechujące się niskim śladem węglowym.

Rekomendowane jest stworzenie kompleksowej **strategii transformacji i dekarbonizacji polskiego przemysłu**. Analiza powinna obejmować wszystkie sektory przemysłowe oraz diagnozować m.in. rzeczywiste zużycie energii w poszczególnych branżach, wskazywać działania umożliwiające poprawę efektywności energetycznej oraz identyfikować technologie możliwe do wdrożenia w procesach produkcyjnych. Celem opracowania będzie m.in. wyznaczenie ścieżek i kierunków transformacji, instrumentów wsparcia, a przez to zapewnienie większej przewidywalności procesu dekarbonizacji polskiego przemysłu i wsparcie jego konkurencyjności.

Do szczególnie ważnych narzędzi i działań wpływających na dekarbonizację zaliczyć można:

- **Zwiększanie wykorzystania OZE oraz innych nisko- oraz zeroemisyjnych źródeł**  
Do popularyzacji OZE w przemyśle w sposób szczególny przyczyni się coraz większa dostępność finansowania „zielonych” inwestycji, również przez banki komercyjne. Od października 2023 r. możliwe jest współdzielenie przyłączy przez kilka instalacji wytwórczych, czyli tzw. *cable pooling*, co wraz z rosnącą dostępnością kontraktów długoterminowych na dostawy energii typu PPA (ang. *power purchase agreement*) powinno sprzyjać zazielenianiu energii w przemyśle. Ważne również, aby nowe źródła energii były wkomponowane w otoczenie w sposób nieingerujący w środowisko, a jeśli to możliwe w przypadku energetyki słonecznej z zapewnieniem dodatkowej funkcji, np. zadaszenia. **Tego typu rozwiązania będą premiowane przez dodatkowe ulgi podatkowe czy dofinansowania do części konstrukcyjnej.** Duże znaczenie będzie mieć także popularyzacja gazów zdekarbonizowanych (biogaz, biometan, wodór niskoemisyjny i odnawialny, w tym pochodzenia niebiologicznego), które mogą stanowić realną alternatywę dla paliw kopalnych, także w przypadku przemysłu ciężkiego. Sektor przemysłowy wykazuje również zainteresowanie wykorzystaniem energii jądrowej, dlatego zapewnione będą warunki prawne dla tego typu instalacji.
- **Zwiększanie efektywności procesów przemysłowych**  
Przedsiębiorcy powinni identyfikować potencjał zwiększenia sprawności realizowanych procesów oraz redukcji zużycia energii. Obok redukcji zużycia energii przez maszyny, wymiany ich na nowsze, jeśli to ekonomicznie zasadne, należy również rozważyć wykorzystanie pieców elektrycznych,

a także surowców wtórnych w produkcji. Warto wdrożyć rozwiązania skutkujące redukcją zbędnego oświetlenia, niepotrzebnego zużycia wody oraz potencjału wykorzystania ciepła odpadowego.

- **Popularyzacja wykorzystania ciepła odpadowego**

Działania w tym obszarze mogą odnosić się zarówno do efektywniejszego wykorzystania energii w danym przedsiębiorstwie, jak również zapewniać dodatkowy strumień ciepła dla systemów ciepłowniczych. W obu przypadkach uzyskany zostanie pozytywny efekt energetyczny.

- **Rozwój B+R w obszarze procesów przemysłowych i produkcji energii**

W wielu przypadkach dotychczas stosowane lub znane na rynku rozwiązania nie pozwalają na dalsze redukowanie energochłonności lub emisyjności, z tego względu istnieje potrzeba podejmowania działań badawczo-rozwojowych. Wpływają one również na innowacyjność gospodarki, dlatego też istnieją zachęty dla przedsiębiorców w tym zakresie – więcej informacji zostało zawartych w Wymiarze.

- **Wykorzystanie wodoru niskoemisyjnego i odnawialnego, w tym wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego**

W celu rozwoju przemysłowych zastosowań wodoru będą prowadzone projekty B+R+I oraz projekty inwestycyjne, które przyczynią się do współpracy pomiędzy lokalnymi, krajowymi i zagranicznymi interesariuszami. Wspólne cele i skrócenie odległości między centrami podaży a popytu umożliwią wymianę informacji i doświadczeń pomiędzy uczestnikami dolin wodorowych. W ramach przepisów implementujących do prawa krajowego cel paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego ze znowelizowanej dyrektywy RED zostaną określone ramy dla realizacji celu 42% udziału wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego w całkowitym wykorzystaniu wodoru w przemyśle. Ramy polityki rozwoju infrastruktury importowej, przesyłowej i magazynowania wodoru oraz amoniaku zostaną określone w ramach **aktualizacji Polskiej Strategii Wodorowej do 2030 roku z perspektywą do 2040 roku**. Szerszy kontekst rozwoju gospodarki wodorowej został przedstawiony w Obszar 3.4.

- **Regulacje z zakresu ESG**

Konsekwentnie wdrażane powinny być również regulacje dotyczące raportowania ESG, które pomagają identyfikować wpływ na środowisko i dzięki temu podejmować działania naprawcze. Informacje stanowią także benchmark sektorowy.

- **Zapewnienie warunków popularyzacji CCS**

Aktualnie możliwość sekwestracji CO<sub>2</sub> jest ograniczona, lecz działania wynikające z podpisanego w dn. 5 marca 2025 r. z inicjatywy Ministerstwa Klimatu i Środowiska *Listu intencyjnego* powinny otworzyć możliwość zastosowania tej technologii w szczególności przez branżę przemysłu cechującą się trudnością redukcji emisji GHG. Przewiduje się m.in. określenie **krajowej strategii rozwoju technologii wychwyty, transportu, składowania i wykorzystania dwutlenku węgla**, wypracowanie kompleksowych ram prawnych umożliwiających rozwój technologii w Polsce, w tym sprawną realizację projektów inwestycyjnych, określenie mechanizmów wsparcia dla rozwoju technologii, i in. Niezwykle ważne będzie także określenie potrzeb badawczo-rozwojowych w zakresie technologii wychwytywania, transportu, sekwestracji dwutlenku węgla, bądź jego wykorzystywania w gospodarce, rozwój silnych krajowych i lokalnych kompetencji w tym obszarze, ale także określenie potrzeb i modelu rozwoju infrastruktury transportowej i magazynowej oraz wymiana wiedzy, w tym w ramach współpracy międzynarodowej.

Ponadto zrewidowane zostanie *rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 3 września 2014 r. w sprawie obszarów, na których dopuszcza się lokalizowanie kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla*. Prowadzone prace powinny skutkować m.in. dopuszczeniem lokalizowania kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla również na lądzie.

- **Współpraca przemysłu z elektroenergetyką i ciepłownictwem**

Popularyzacja wykorzystania ciepła odpadowego oraz zagospodarowania nadwyżek energii OZE następować będzie poprzez zwiększenie wielkości produkcji przemysłowej w okresach nadprodukcji OZE. Działanie to będzie mieć ograniczony wpływ na „rachunkową” dekarbonizację przemysłu, ale wpłynie na efekt sumaryczny. Wykorzystanie wzajemnych możliwości pomiędzy sektorami powinno przynieść również pozytywne skutki ekonomiczne.

Sektor przemysłowy może stanowić również wsparcie dla bilansowania systemu elektroenergetycznego, dlatego szczególnie ważny jest rozwój usług zarządzania popytem i podażą na energię. Niezbędna jest tu elastyczność procesów, ale także zasadne jest rozwijanie własnych źródeł wytwórczych energii elektrycznej oraz różnego rodzaju systemów magazynowania energii, które wpłyną na wyższy stopień autokonsumpcji i współpracy z KSE.

Poniżej zebrano szczególnie istotne obszary działań w poszczególnych branżach, które powinny skutkować spadkiem emisyjności lub całkowitego poziomu emisji. Redukcja emisyjności wpłynie na poprawę konkurencyjności tych sektorów, tworząc impuls do podejmowania działań dekarbonizacyjnych w przemyśle.

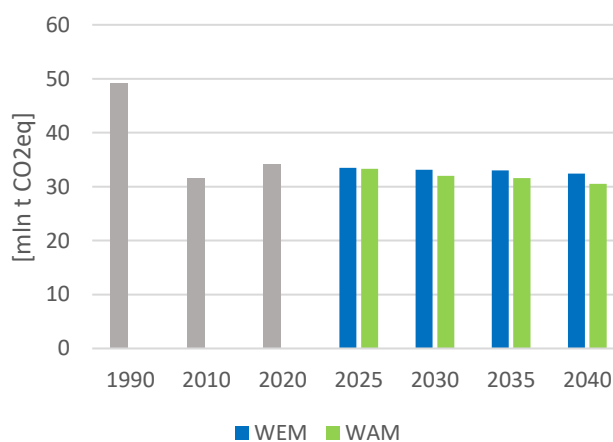
| przemysł/ branża                                | możliwe działania dekarbonizacyjne                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
|-------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>przemysł mineralny</b>                       |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
| produkcja cementu                               | <ul style="list-style-type: none"> <li>• redukcja zastosowania klinkieru</li> <li>• zastosowanie technologii CCS (metoda kriogeniczna)</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| produkcja wapna                                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>• zastosowanie mniej emisyjnego paliwa (zamiast obecnie stosowanego powszechnie węgla) do produkcji energii na potrzeby własne</li> <li>• częściowa elektryfikacja procesu wytwarzania ciepła wysokotemperaturowego</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                         |
| produkcja szkła i wyrobów ceramicznych          | <ul style="list-style-type: none"> <li>• dalsza elektryfikacja procesu wytwarzania ciepła wysokotemperaturowego</li> <li>• zmiana paliwa z gazu ziemnego na biometan/biogaz</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| <b>przemysł chemiczny i petrochemiczny</b>      |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
| produkcja amoniaku (do nawozów azotowych)       | <ul style="list-style-type: none"> <li>• zastosowanie technologii CCS</li> <li>• produkcja wodoru odnawialnego, w tym pochodzenia niebiologicznego i pochodzącego z niego zielonego amoniaku</li> <li>• zmiana paliwa z gazu ziemnego na biometan/biogaz</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                           |
| produkcja sody kalcynowanej i soli warzonej     | <ul style="list-style-type: none"> <li>• zastosowanie mniej emisyjnego paliwa do produkcji energii na potrzeby własne</li> <li>• odzysk ciepła</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
| produkcja produktów petrochemicznych oraz paliw | <ul style="list-style-type: none"> <li>• zastosowanie technologii CCS<br/><i>rynek będzie się kurczył, co wpłynie na spadek emisji</i></li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| <b>przemysł metalurgiczny</b>                   |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
| produkcja stali                                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>• dekarbonizacja produkcji stali z recyklingu – zwiększenie wykorzystania złomu w piecach elektrycznych oraz upowszechnianie zakupu energii z OZE</li> <li>• dekarbonizacja stali pierwotnej, „zielona stal” (bezpośrednia redukcja żelaza – DRI-EAF+H<sub>2</sub>) oraz zastosowanie gazu ziemnego (a docelowo biometanu, biogazu lub wodoru odnawialnego) jako reduktora procesowego</li> <li>• wykorzystanie gazów procesowych i ich oczyszczanie w celu redukcji emisji</li> </ul> |
| produkcja miedzi                                | <ul style="list-style-type: none"> <li>• zakup energii z OZE</li> <li>• zastosowanie mniej emisyjnego paliwa do produkcji energii na potrzeby własne</li> <li>• zastosowanie technologii CCS (metoda aminowa)</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
| produkcja cynku                                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>• zastosowanie technologii CCS (metoda aminowa)</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |

## DZIAŁANIA

- Działanie 1. Uczestnictwo w systemie handlu emisjami EU-ETS
- Działanie 2. Instrument finansowy – Fundusz Modernizacyjny
- Działanie 55. Aktualizacja Polskiej Strategii Wodorowej
- Działanie 56. Instrument finansowy – wsparcie transformacji w przemyśle
- Działanie 57. Wsparcie budowy mocy wytwórczych do produkcji wodoru odnawialnego (w tym pochodzenia niebiologicznego) i niskoemisyjnego
- Działanie 58. Analiza potrzeby budowy i wykorzystania infrastruktury do importu amoniaku lub wodoru, w tym budowy morskiego terminalu portowego do przeładunku amoniaku lub wodoru
- Działanie 59. Działania wspierające komercyjne projekty CCS i CCU
- Działanie 60. Działania na rzecz wsparcia dekarbonizacji przemysłu energochłonnego
- Działanie 61. Działania na rzecz wsparcia konkurencyjności i dekarbonizacji przemysłu cementowego
- Działanie 62. Działania na rzecz wsparcia konkurencyjności i dekarbonizacji przemysłu chemicznego
- Działanie 63. Działania na rzecz wsparcia konkurencyjności i dekarbonizacji przemysłu hutniczego i koksowniczego
- Działanie 64. Działania na rzecz wsparcia konkurencyjności i dekarbonizacji branż przemysłu
- Działanie 118. Instrument finansowy – system białych certyfikatów

### Cel 1.2.5. Redukcja emisji GHG w rolnictwie

Rolnictwo jest źródłem emisji gazów cieplarnianych, których poziom od ok. dwóch dekad utrzymuje się na stabilnym poziomie 31–34 mln t ekw. CO<sub>2</sub>. Do kategorii źródeł emisji w rolnictwie zalicza się fermentację jelitową i odchody zwierząt (CH<sub>4</sub>), spalanie odpadów roślinnych, emisję z gleb rolnych (N<sub>2</sub>O) oraz stosowanie nawozów – wapnowanie, mocznik, inne (CO<sub>2</sub>), przy czym emisje CO<sub>2</sub> w rolnictwie mają znaczenie marginalne. Rolnictwo jest odpowiedzialne za około 8–9% krajowej emisji gazów cieplarnianych. Udział emisji z rolnictwa w grupie non-ETS wynosi około 16–17%.



Wykres 7. Emisje GHG z rolnictwa [mln t CO<sub>2</sub>eq]

Emisje w rolnictwie mają w dużym stopniu charakter procesowy, co powoduje trudność w osiągnięciu redukcji w tym sektorze.

Realizacja ograniczenia emisji GHG nie powinna mieć negatywnego wpływu na bezpieczeństwo żywnościowe i uzależnienie od zewnętrznych źródeł dostaw.

Równocześnie zmiana klimatu przejawiająca się w anomaliach i ekstremalnych warunkach pogodowych przyspieszają degradację środowiska naturalnego powodując m.in. susze, wichury, powodzie i pożary, a także sprzyjają rozprzestrzenianiu się chorób i szkodników. Szczególnie dotkliwym zjawiskiem w Polsce są powtarzające się susze. Ekstremalne warunki pogodowe i klimatyczne wpływają negatywnie na wysokość i jakość plonów, a w konsekwencji – dostępność dobrej jakościowo i przystępnej cenowo żywności na rynku. Mają również poważne konsekwencje ekonomiczne dla gospodarstw rolniczych, związane ze stratami wywołanymi przez anomalie pogodowe czy walkę z chorobami i szkodnikami. Z tego

względnie niezbędne jest nastawienie działań na adaptację do zmian klimatu, tak aby skutki miały możliwie niewielki wpływ na rolnictwo.

**Zarówno scenariusz WEM jak i WAM wskazują w 2030 r. możliwość osiągnięcia redukcji o ok. 35 % emisji GHG w rolnictwie (w porównaniu do 1990 r.).  
W 2030 r. emisje GHG z rolnictwa osiągną wielkości rzędu ok. 32 mln t ekw. CO<sub>2</sub>.  
[szacunki nie mają charakteru celu]**

Prognozy dla scenariusza WEM wskazują w 2040 r. możliwość osiągnięcia redukcji emisji GHG z rolnictwa do poziomu **32,4 mln t ekw. CO<sub>2</sub>**. Natomiast w scenariuszu WAM w 2040 r. wartość ta może wynieść **30,5 mln t ekw. CO<sub>2</sub>**.

## POLITYKA

Znaczna część działań na rzecz redukcji emisji gazów cieplarnianych w rolnictwie wdrażana jest za pomocą instrumentów *Wspólnej Polityki Rolnej* (WPR), a te określone zostały szczegółowo w **Planie Strategicznym WPR na lata 2023–2027 (PS WPR)** ([link](#)). PS WPR stanowi narzędzie wsparcia zrównoważonych metod gospodarowania promujących działania przyjazne klimatowi i środowisku, chroniące glebę, wodę i powietrze oraz różnorodność biologiczną. Wsparcie jest realizowane zarówno poprzez płatności roczne (I filar WPR), jak i wieloletnie zobowiązania (inwestycje w ramach II filaru WPR). Działania na rzecz ograniczania emisji GHG – wynikające z Planu Strategicznego PS WPR – obejmują:

- **stosowanie warunkowości środowiskowej**, czyli zestawu zasad składającego się z norm dobrej kultury rolnej (normy GAEC), zgodnej z ochroną środowiska oraz wymogów podstawowych z zakresu zarządzania (wymogi SMR), których rolnik musi przestrzegać w swoim gospodarstwie, aby otrzymać wsparcie w ramach WPR w pełnej wysokości. Działania nastawione są zarówno na redukcję emisji GHG i zwiększanie pochłaniania (np. zapewnianie minimalnej pokrywy gleby w najwrażliwszych okresach), jak i ograniczenie zanieczyszczeń do powietrza (np. zakaz wypalania użytków rolnych);
- **stosowanie ekoschematów**, czyli dodatkowych dobrowolnych praktyk rolniczych, które służą ochronie zasobów gleby, wód, klimatu, dobrostanu zwierząt i różnorodności biologicznej w produkcji rolnej, ale są dostosowane do warunków i potrzeb krajowych;
- **stosowanie płatności rolno-środowiskowo-klimatycznych rekompensujących** poniesione koszty i utracone dochody ze względu na dobrowolne stosowanie **metod produkcji sprzyjających zachowaniu różnorodności zarówno biologicznej, krajobrazu, jak i zasobów przyrody, zwłaszcza gleby i wody**. Tego typu działania pozwalają na adaptację do zmian klimatu;
- **wsparcie zalesiania gruntów rolnych, tworzenia zadrzewień śródpolnych, zakładania systemów rolno-leśnych**;
- **współfinansowanie inwestycji przyczyniających się do ochrony środowiska i klimatu** takich jak: zakup maszyn do precyzyjnej aplikacji nawozów, wyposażenie gospodarstw w zbiorniki i urządzenia do przechowywania nawozów naturalnych, wspierające niskoemisyjne systemy utrzymania zwierząt gospodarskich.

Istnieje możliwość rozwijania katalogu działań na rzecz zmniejszenia skali emisji w sektorze rolnym. Potencjalne działania mogłyby uwzględniać obniżenie emisji metanu z procesów metabolicznych zwierząt gospodarskich, zwiększeniu pochłaniania i magazynowania węgla oraz redukcji emisji z gleb uprawnych. W celu zminimalizowania ewentualnej presji na produkcję rolną i ryzyka zmniejszania produkcji, działania w tym obszarze powinny opierać się na odpowiednim systemie zachęt. Zakres i tempo rozwoju potencjalnych przyszłych działań są uzależnione od dostępnych środków finansowych, kształtu WPR po 2027 r. oraz od przyszłej legislacji unijnej i krajowej.

W odniesieniu do emisji z sektora rolnictwa, zgodnie z Krajowym Programem Ograniczania Zanieczyszczeń Powietrza – aktualizacja, niezbędny jest rozwój niskoemisyjnych technik rozprowadzania i przechowywania nawozów, systemów utrzymywania i żywienia zwierząt, a także racjonalizacja nawożenia azotowego i szerokie rozpowszechnianie dobrych praktyk rolniczych.

Podejmowane są również działania mające na celu bardziej **racjonalne wykorzystanie energii na obszarach wiejskich**. Choć osiągnięta w ten sposób redukcja emisji GHG nie jest rozliczana w sektorze rolnictwa, ale przyczynia się do całkowitej redukcji krajowej, dlatego warta jest podkreślenia. W tym celu dla indywidualnych podmiotów prowadzących działalność rolniczą, jak również dla spółdzielni energetycznych zapewniono programy finansujące wyposażenie w instalacje odnawialnych źródeł energii oraz magazyny energii, co skutkować powinno zarówno ograniczeniem emisji, jak również poprawą efektywności energetycznej.

Istotna część instalacji odnawialnych źródeł energii ulokowana jest na obszarach wiejskich, gdzie szczególne znaczenie mogą zyskiwać **biogazownie produkujące energię elektryczną i ciepło na potrzeby lokalnych społeczności, w tym biogazownie szczytowe, a w kolejnych latach także biometanownie wprowadzające wzbogacony biometan do sieci gazowej**. Instalacje te pozwalają na wykorzystanie pozostałości z odpadów rolniczych i rolno-spożywczych na cele energetyczne. Biorąc pod uwagę zalety biogazowni oraz niezwykle istotną rolę biometanowni dla dekarbonizacji krajowej gospodarki, nadal wspierane będą działania związane z budową tego typu instalacji – zarówno na poziomie inwestycyjnym, jak i poprzez wsparcie organizacyjne.

## DZIAŁANIA

- Działanie 65. Wspieranie działań zastosowania ekologicznych źródeł energii i poprawy efektywności energetycznej w gospodarstwach rolnych w ramach WPR
- Działanie 66. Stosowanie warunkowości (środowiskowej) w ramach WPR
- Działanie 67. Stosowanie ekoschematów w ramach WPR
- Działanie 68. Działania rolno-środowiskowo-klimatyczne w ramach WPR
- Działanie 70. Interwencje leśne i zadrzewieniowe w ramach WPR
- Działanie 71. Wsparcie rozwoju biogazowni rolniczych
- Działanie 72. Instrument finansowy – Program NFOŚiGW „Energia dla wsi”
- Działanie 75. Wprowadzenie systemu certyfikacji pochłaniania dwutlenku węgla i redukcji emisji z gleb użytkowanych rolniczo
- Działanie 76. Racjonalizacja nawożenia

*Działania pośrednio zmniejszające emisje GHG:*

- Działanie 69. Wsparcie w zakresie rolnictwa ekologicznego w ramach WPR
- Działanie 73. Ograniczenie marnotrawstwa żywności
- Działanie 74. Kształtowania postaw proekologicznych przyszłych rolników i producentów żywności.
- Działanie 162. Badania i projekty naukowe oraz edukacyjne w zakresie racjonalnej i niskoemisyjnej produkcji rolnej



## Obszar 1.3. Udział sektora LULUCF w wypełnianiu celów redukcyjnych

Flora, a także gleby sekwestrują CO<sub>2</sub>, dlatego działania na rzecz wzrostu pochłaniania CO<sub>2</sub> z atmosfery przez sektor LULUCF (ang. *land use, land use change and forestry*) bilansują część emisji GHG, których nie uda się wyeliminować całkowicie z gospodarki. To założenie stoi u podstaw celu Unii Europejskiej dotyczącego redukcji emisji GHG o 55% względem 1990 r., jak i celu osiągnięcia **neutralności klimatycznej** do 2050 r.

Sektor LULUCF związany jest z użytkowaniem gruntów, zmianą użytkowania gruntów i leśnictwem.

Obejmuje gospodarowanie glebą i roślinnością, w tym lasami, oraz i produktami z pozyskanego drewna. Szczególną cechą sektora LULUCF jest to, że może pochłaniać CO<sub>2</sub> z atmosfery.

Zasady rozliczania salda netto<sup>56</sup> emisji GHG w wyniku pochłaniania przez sektor LULUCF (generowanie kredytów węglowych) – w tym limity emisji – są szczegółowo określone przez rozporządzenie UE 2018/841 (rozporządzenie LULUCF) oraz zmiany wprowadzone w nim rozporządzeniem UE 2023/839 (rozporządzenie LULUCF II).

Poniżej określono ocenę krajowych możliwości i politykę w zakresie generowania kredytów węglowych przez sektor LULUCF.

### Cel 1.3.1. Dążenie do zwiększenia pochłaniania gazów cieplarnianych przez sektor LULUCF

Unijny cel na 2030 r. w zakresie pochłaniania gazów cieplarnianych netto wynosi 310 mln t ekw. CO<sub>2</sub>. Jest to suma wartości emisji i pochłaniania netto gazów cieplarnianych w państwach członkowskich w 2030 r. Dla każdego państwa członkowskiego określono oddzielny cel, wynikający z danych historycznych. Dla Polski określono na 2030 r. **cel na poziomie 38,1 mln t ekw. CO<sub>2</sub>**<sup>57</sup>. Ponadto:

- w latach 2021–2025 należy zapewnić, aby emisje z sektora LULUCF nie przekraczały pochłaniania z tego sektora, dodatkowo:
  - dla zarządzanych gruntów leśnych (kat. 4A) obowiązują rozliczenia z wykorzystaniem poziomu referencyjnego dla lasów, który dla Polski wynosi 28,4 mln ekw. CO<sub>2</sub>;
  - dla gruntów uprawnych, trawiastych i podmokłych (kat. 4B–4D) rozliczanie odnosi się do emisji i pochłaniania w okresie bazowym od 2005 do 2009 r.
- w latach 2026–2029 pochłanianie powinno przebiegać według trajektorii liniowej, opartej na średnim pochłanianiu w latach 2021–2023, której początkiem jest 2022 r., a końcem – cel pochłonięcia 38,1 mln t ekw. CO<sub>2</sub> w 2030 r.<sup>58</sup>

Po spełnieniu wymagań rozporządzenia LULUCF II, Polska potencjalnie będzie mogła także skorzystać z mechanizmu **elastyczności** (kompensacji) **LULUCF**<sup>59</sup>. Polega to na transferze ewentualnych nadwyżek pochłaniania z LULUCF do rozliczenia emisji z sektorów non-ETS w oparciu o rozporządzenie ESR (art. 12), wyłączeniu emisji związanych z katastrofami naturalnymi (art. 10), a także zachowaniu

<sup>56</sup> Część obszarów objętych sektorem LULUCF generuje emisje jak np. działalność rolnicza, dlatego cele odnoszą się do salda netto.

<sup>57</sup> Art. 4 oraz Załącznik IIa do rozporządzenia LULUCF II.

<sup>58</sup> Dane dotyczące emisji za 2023 r. będą dostępne w 2025 r., dlatego nie jest możliwe określenie tej trajektorii.

<sup>59</sup> Możliwość wykorzystania dodatkowej limitowanej puli pochłaniania netto, pochodzącej z wygenerowanego w sektorze LULUCF pochłaniania netto, osobno w pięciolatkach 2021-2025 i 2026-2030.

elastyczności dla zarządzanych gruntów leśnych na lata 2026-2029. Maksymalna wartość tych dwóch ostatnich elastyczności wynosi 22,5 mln ekw. CO<sub>2</sub> w równym podziale na oba okresy rozliczeniowe.

W Polsce największym pochłaniaczem emisji CO<sub>2</sub> są **las** (**grunty leśne**) obok gruntów uprawnych, gruntów trawiastych, gruntów podmokłych i produktów wytworzonych z pozyskanego drewna. W lasach kluczowe znaczenie dla poziomu pochłaniania w danym roku i latach kolejnych mają:

- wiek drzewostanów (drzewa najwięcej węgla pochłaniają w fazie intensywnego wzrostu i rozwoju, czyli głównie, gdy są w młodym i w średnim wieku, przy czym w 2024 r. średnia wieku lasów wynosiła 62 lat<sup>60</sup>),
- struktura gatunkowa,
- kondycja drzewostanów uwzględniająca zaburzenia wynikające, m.in. ze zmian klimatu takich jak huragany, pożary, gradacje opadów i susze (które powodują zmniejszenie się przyrostu, a nawet zamieranie drzew i drzewostanów).

Działania, takie jak nawadnianie torfowisk, zalesianie czy przebudowa lasów w kierunku bardziej różnorodnych i odpornych drzewostanów **mogą przynieść pożądane efekty dopiero w dłuższej perspektywie czasu (w szczególności zalesianie)**. Z drugiej strony działanie czynników biotycznych i abiotycznych, k destrukcyjnych lub zaburzających wobec mokradeł i lasów niemal natychmiast powodują obniżenie potencjału magazynowania i pochłaniania CO<sub>2</sub> z atmosfery.

**Z tego względu sektor LULUCF jest podatny na bardzo dużą zmienność w sekwestracji CO<sub>2</sub> (zarówno z uwagi na czynniki biotyczne i abiotyczne), co przekłada się na brak możliwości zapewniania wysokiej dokładności prognoz<sup>61</sup>.**

Biorąc pod uwagę aktualne wyzwania – związane ze skutkami zmian klimatu i ich wpływ na ekosystemy leśne oraz oczekiwania społeczeństwa **kluczowym celem procesów transformacyjnych w leśnictwie powinno być zapewnienie trwałości lasów, w szczególności poprzez adaptację lasów do zmiany klimatu, w powiązaniu ze wzmocnieniem funkcji przyrodniczych i społecznych lasów**. Dążenie do osiągnięcia celów w sektorze LULUCF jest jedną ze składowych procesów transformacyjnych w leśnictwie, co do zasady zbieżną z celami związanymi z wzmocnioną ochroną przyrody i funkcjami społecznymi.

**Scenariusz WEM wskazuje na 2030 r. możliwość pochłonięcia 28,8 mln t ekw. CO<sub>2</sub> GHG przez sektor LULUCF. W scenariuszu WAM pochłanianie może wzrosnąć do odpowiednio 46,5 mln t ekw. CO<sub>2</sub> w 2030 r.**

Prognozy dla scenariusza WEM wskazują w 2040 r. możliwość pochłaniania emisji GHG przez sektor LULUCF w wysokości **19,9 mln t ekw. CO<sub>2</sub>**. Natomiast w scenariuszu WAM w 2040 r. wartość ta może wynieść **35,3 mln t ekw. CO<sub>2</sub>**.

## POLITYKA

### Pochłanianie emisji przez leśnictwo

Do realizacji celów związanych z pochłanianiem i ograniczaniem emisji w sektorze LULUCF będą przyczyniać się przede wszystkim działania w obszarze **zalesienia gruntów**, przy czym w perspektywie 2050 r. planuje się zwiększenie lesistości kraju do 33% (29,6% w 2023 r.<sup>62</sup>). **Działania będą nastawione na rozproszenie ryzyka w hodowli lasu** na możliwie dużą liczbę gatunków drzew dostosowanych do warunków siedliskowych, co pozwoli na zminimalizowanie ryzyka zamierania drzewostanów.

<sup>60</sup> Wielkoobszarowa Inwentaryzacja Stanu Lasu na dzień 1 stycznia 2024 roku, Biuro Urządzania Lasu i Geodezji Leśnej 2024, [link](#)

<sup>61</sup> Potwierdzają to dane historyczne dotyczące pochłaniania, por. Krajowy Raport Inwentaryzacyjny 2024. Inwentaryzacja emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w Polsce dla lat 1988-2022, KOBIZE 2024.

<sup>62</sup> Dane GUS.

Drzewostany zubożone gatunkowo i uproszczone strukturalnie będą przebudowywane w kierunku bardziej różnorodnych. Wpłynie to również na zapewnienie zróżnicowanej struktury wiekowej drzewostanów.

**Naturalne odnowienie lasu** będzie inicjowane wszędzie tam, gdzie jest to możliwe i uzasadnione, z wykorzystaniem już istniejących odnowień naturalnych, a na terenach trudnych do odnowienia będzie wykorzystywana również **sukcesja naturalna**. Przyspieszy to proces **odbudowy trwałych lasów** i przyczyni się do wiązania węgla w biomasie. Planuje się także wykorzystywanie jak najmniej inwazyjnych sposobów przygotowania gleby pod odnowienie lasu, a w sprzyjających warunkach odnowienie lasu bez przygotowania gleby z powodu emisji z tym związanych. W tym kontekście ważnym jest rozwój technik węglochłonnych w gospodarce leśnej, m.in. poprzez wprowadzanie nowego pokolenia pod osłoną starych drzew, co wpłynie na zwiększenie naturalnej zdolności pochłaniania CO<sub>2</sub>. Wykorzystując unijne ramy certyfikacji CO<sub>2</sub><sup>63</sup>, planuje się sprzedaż dodatkowo pochłoniętych jednostek pochłaniania CO<sub>2</sub>, co może stanowić nowy strumień przychodów dla sektora leśnego i gospodarki.

Gospodarka leśna będzie wspierać procesy naturalne, które sprzyjają **zwiększaniu różnorodności biologicznej w lasach**, a określony typ drzewostanu będzie miał charakter dynamiczny – zmienny w czasie. Pozwoli to na uwzględnienie cech biologicznych i wymagań ekologicznych poszczególnych gatunków drzew i także pozwoli na przystosowanie drzewostanów do nowych warunków klimatycznych. **Cięcia pielęgnacyjne drzewostanów** będą ukierunkowane na stabilność, żywotność i trwałość lasów, na poprawę jakości produkcji oraz preferowanie gatunków i osobników drzew mających zdolności adaptacyjne do zmieniających się warunków środowiska i klimatu. Wykorzystane zostaną także najnowsze osiągnięcia w **selekcyjnej hodowli drzew leśnych**. Wskazane działania będą **służyć przeciwdziałaniu zamierania lasów w kontekście zmian klimatu**, a podejmowane będą przede wszystkim na terenie Państwowego Gospodarstwa Lasy Państwowe (PGL LP) zgodnie z *Instrukcją Urządzania Lasu* oraz innymi dokumentami wewnętrznymi Leśnego PGL LP.

Na terenie Lasów Państwowych będą wykorzystywane kryteria paneuropejskie do planowania zrównoważonej gospodarki leśnej w dążeniu do zachowania i wzmacniania zasobów leśnych, utrzymania zdrowia i vitalności lasów, utrzymania produkcyjnych funkcji lasów, zachowania różnorodności biologicznej lasów, zachowania funkcji ochronnych oraz utrzymania uwarunkowań społeczno-ekonomicznych lasów. Dzięki tym działaniom zostanie odpowiednio uwzględniony stosunek użytkowania do przyrostu, pozwalający na zwiększenie zasobów leśnych. Działania zwiększające możliwości sekwestracyjne w lasach mają jednak ograniczenia wynikające z długości życia drzew, dlatego ich rezultaty powinny być rozpatrywane w stosunku do lasów w perspektywie znacznie wykraczającej poza 2030 r.

Planowane jest **trwałe ograniczenie użytkowania gospodarczego celem wzmocnienia funkcji przyrodniczych i społecznych na powierzchni ok. 20% polskich lasów na gruntach Skarbu Państwa zarządzanych przez Lasy Państwowe**, m.in. poprzez ustanowienie lasów społecznych oraz ochronę lasów cennych przyrodniczo o wysokiej wartości przyrodniczej oraz wysokim potencjale w zakresie trwałego magazynowania węgla, w tym obszarów wytypowanych w ramach Ogólnopolskiej Narady o Lasach.

Przewidywane jest również **zwiększenie zasobów wodnych w lasach**, co ułatwi adaptację lasów do prognozowanych zmian klimatu, m.in. poprzez budowanie i modernizację obiektów małej retencji (przyczyniającej się do zatrzymania wody w lasach) czy odtworzenie siedlisk hydrogenicznych będących szczególnie zasobnym magazynem węgla (bagna, torfowiska i tereny podmokłe), w tym wyłączenie lasów na siedliskach bagiennych i zalewowych z gospodarki leśnej.

Zarówno z punktu widzenia pochłaniania emisji GHG, jak i adaptacji do zmian klimatu niezbędne są działania w obszarze przeciwpowodziowym. Z tego względu utrzymywana i rozbudowywana będzie

<sup>63</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego 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

**infrastruktura przeciwpożarowa** w ponad 200 nadleśnictwach, co przełoży się na ograniczenie emisji z pożarów lasów, które prowadzą do uwalniania dużych ilości CO<sub>2</sub> zakumulowanych w drzewach.

Obecnie opracowywany jest **Narodowy Program Leśny**, który będzie stanowił kompleksową, długoterminową strategię rozwoju i transformacji leśnictwa. Będzie on uwzględniał wielowymiarowość zarządzania zasobami leśnymi w kontekście potrzeb ochrony przyrody, adaptacji do zmian klimatu, sekwestracji węgla, wykorzystania materiałowego i energetycznego drewna oraz funkcji społecznych lasów. Weźmie on pod uwagę potrzebę zrównoważenia różnych funkcji pełnionych przez polskie lasy.

### Pochłanianie emisji GHG przez rolnictwo

Poza gruntami leśnymi, do zwiększenia zasobów węgla w glebie i ograniczenia jego uwalniania do atmosfery będą przyczyniać - choć w znacznie mniejszym stopniu się - również działania podejmowane **w rolnictwie**. Trzeba jednak podkreślić, że potencjał pochłaniania w tym sektorze jest stosunkowo niewielki, a jego realizacja musi mieć na uwadze zapewnienie bezpieczeństwa żywnościowego. Działania na rzecz zwiększenia pochłaniania węgla w rolnictwie są realizowane w ramach Planu Strategicznego Wspólnej Polityki Rolnej na lata<sup>64</sup> 2023-2027 przez **normy warunkowości**:

- ograniczanie przekształcania trwałych użytków zielonych oraz torfowisk i terenów podmokłych na grunty orne,
- wymóg utrzymywania minimalnej pokrywy glebowej,
- specjalne wymogi dla używania gleb organicznych.

Również w ramach PS WPR 2023-2027 wspierane będą **inwestycje związane z leśnictwem i zadrzewieniami na gruntach ornym oraz praktyki rolnicze**, które prowadzą do zwiększenia zasobów węgla w glebie i ograniczają jego uwalnianie do atmosfery. Dla zwiększenia możliwości sekwestracji węgla w zakresie działań leśnych i zadrzewieniowych największe znaczenie mają trzy interwencje:

- zalesianie gruntów rolnych,
- tworzenie zadrzewień śródpolnych oraz
- zakładanie systemów rolno-leśnych.

W ramach I filaru WPR, specjalnie na potrzeby zwiększania zasobów węgla w glebie zaprojektowano **ekoschemat: rolnictwo węglowe i zarządzanie składnikami odżywczymi**. W ramach tego ekoschematu wspierane jest osiem praktyk rolniczych, które sprzyjają sekwestracji węgla w glebie, budowaniu jej żyzności i ograniczaniu utraty składników nawozowych, co ma wpływ na ograniczenie emisji.

Do zwiększenia pochłaniania węgla w sektorze LULUCF może przyczynić się przyjęte rozporządzenie UE<sup>65</sup> dotyczące m.in. certyfikacji praktyk węglochłonnych m.in. w sektorze rolnym.

## DZIAŁANIA

### W zakresie pochłaniania emisji przez sektor leśnictwa

- Działanie 77. Przygotowanie planów gospodarowania zasobami wodnymi w lasach
- Działanie 78. Określanie celów i zasad prowadzenia trwale zrównoważonej gospodarki leśnej
- Działanie 79. Prowadzenie gospodarki nasiennej w leśnictwie
- Działanie 80. Zwiększenie pochłaniania i magazynowania CO<sub>2</sub> w lasach
- Działanie 81. Certyfikacja i handel jednostkami CO<sub>2</sub> w sektorze leśnym
- Działanie 82. Przeciwdziałanie zamieraniu lasów
- Działanie 83. Określenie kierunkowych zadań z zakresu ochrony przeciwpożarowej lasu

<sup>64</sup> Plan Strategicznej Wspólnej Polityki Rolnej 2023-2027

<sup>65</sup> Rozporządzenie (UE) 2024/3012 w sprawie ustanowienia unijnych ram certyfikacji trwałego pochłaniania dwutlenku węgla, technik węglochłonnych oraz składowania dwutlenku węgla w produktach

- o Działanie 84. Odtworzenie oraz zachowanie obszarów bagiennych, torfowisk i terenów podmokłych
- o Działanie 85. Rozwój małej retencji wodnej i retencji krajobrazowej
- o Działanie 87. Opracowanie strategii biogospodarki
- o Działanie 88. Opracowanie Narodowego Programu Leśnego
- o Działanie 94. Prowadzenie monitoringu gleb
- o Działanie 162. Badania i projekty naukowe oraz edukacyjne w zakresie racjonalnej i niskoemisyjnej produkcji rolnej

#### W zakresie pochłaniania emisji przez sektor rolnictwa

- o Działanie 66. Stosowanie warunkowości (środowiskowej) w ramach WPR
- o Działanie 67. Stosowanie ekoschematów w ramach WPR
- o Działanie 69. Wsparcie w zakresie rolnictwa ekologicznego w ramach WPR
- o Działanie 70. Interwencje leśne i zadrzewieniowe w ramach WPR
- o Działanie 75. Wprowadzenie systemu certyfikacji pochłaniania dwutlenku węgla i redukcji emisji z gleb użytkowanych rolniczo

## Obszar 1.4. Poprawa jakości środowiska

Środowisko to kompleksowy system składający się z elementów przyrodniczych i antropogenicznych, które współistnieją i oddziałują ze sobą. Obejmuje ono atmosferę, hydrosferę, litosferę, a także biosferę, ludzi i ich działania. Ochrona środowiska skupia się na zrównoważonym gospodarowaniu zasobami naturalnymi, minimalizowaniu negatywnego wpływu działalności człowieka na ekosystemy oraz promowaniu harmonijnej

współpracy między społecznością, a naturą. Współczesne wyzwania środowiskowe wymagają podejścia globalnego i działań skoncentrowanych na ochronie bioróżnorodności oraz zrównoważonym rozwoju.

W tej części wskazano cele dotyczące poprawy jakości środowiska w zakresie stanu powietrza, stanu wód, stanu gleby oraz gospodarki odpadami. Ze względu na fakt, iż komponenty te są wrażliwe na zmiany klimatyczne lub pozostają powiązane z efektami realizacji polityk klimatycznych i energetycznych, ich uwzględnienie w aKPEiK ma na celu zapewnienie spójności międzysektorowych działań oraz maksymalizację synergii pomiędzy poszczególnymi politykami publicznymi.

Poprawa jakości środowiska to proces wprowadzania działań i środków mających na celu ochronę, odtworzenie lub podniesienie ogólnej jakości otaczającego nas środowiska. Obejmuje to różnorodne obszary, takie jak jakość powietrza, wody, gleby, bioróżnorodność oraz ogólnie pojętą zrównoważoną gospodarkę zasobami naturalnymi.

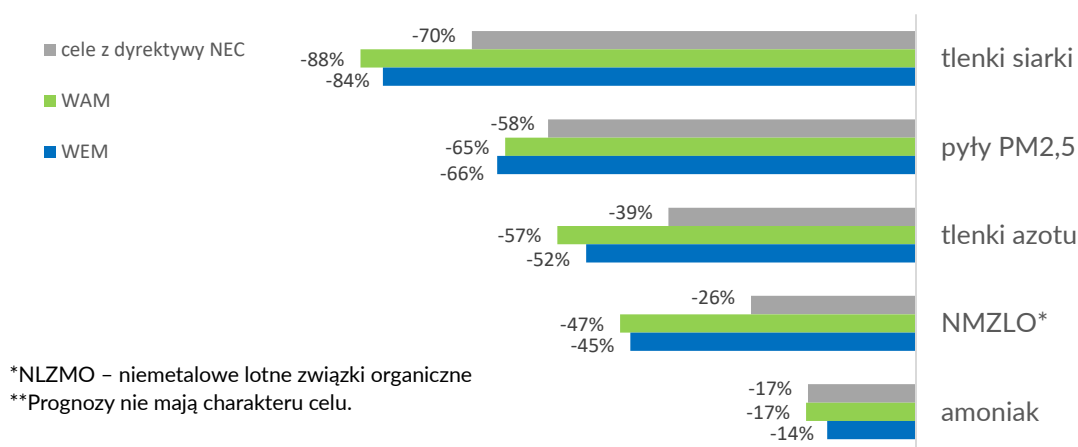
### Cel 1.4.1. Cel w zakresie jakości powietrza

Emisje zanieczyszczeń powietrza wpływają negatywnie na środowisko przyrodnicze, w tym zdrowie człowieka. Ich najgroźniejszymi skutkami są kwaśne opady, nasilenie efektu cieplarnianego, dziura ozonowa, przekroczenia norm jakości powietrza, powstawanie zjawiska smogu, zanieczyszczenie gleby i wody – dlatego działania związane z ich redukcją są bardzo pożądane.

Na jakość powietrza wpływa szereg różnorodnych czynników w tym m.in.: emisje zanieczyszczeń, warunki meteorologiczne, topografia, używanie paliw kopalnych, aktywność ludzka czy sezonowe zmiany.

Ramy polityki UE w zakresie czystego powietrza opierają się na trzech filarach. Pierwszy filar obejmuje dyrektywy (2004/107/WE oraz 2008/50/WE) w sprawie jakości powietrza i określono w nim normy jakości powietrza w odniesieniu do poziomów stężenia 12 zanieczyszczeń powietrza<sup>66</sup>. W dniu 11 grudnia 2024 r. weszła w życie nowa dyrektywa PE i Rady (UE) 2024/2881 w sprawie jakości powietrza i czystszej powietrza dla Europy, która nie tylko skonsolidowała wcześniejsze ww. dyrektywy w sprawie jakości powietrza, ale wprowadziła także znaczące zmiany w systemie oceny i zarządzania jakością powietrza, w tym nowe, ambitne poziomy dopuszczalne dla wybranych substancji w powietrzu, które będą musiały być osiągnięte do 2030 r. Drugi filar stanowi dyrektywa 2016/2284/UE w sprawie redukcji krajowych emisji (dyrektywa NEC), w której określono zobowiązania poszczególnych państw członkowskich w zakresie redukcji emisji głównych zanieczyszczeń powietrza i ich prekursorów na rzecz osiągnięcia wspólnej redukcji zanieczyszczenia transgranicznego. Trzeci filar obejmuje przepisy określające normy emisji dla istotnych źródeł zanieczyszczenia powietrza, takich jak: pojazdy transportu drogowego, domowe instalacje grzewcze i instalacje przemysłowe. Dyrektywa NEC ustanowiła zobowiązania dla państw UE w zakresie redukcji emisji antropogenicznych zanieczyszczeń do atmosfery<sup>67</sup>.

Polska została zobowiązana do osiągnięcia celów redukcji zanieczyszczeń antropogenicznych do atmosfery w dwóch okresach, które obejmują lata od 2020 r. do 2029 r. i od 2030 r. względem referencyjnego 2005 r. Szczegółowy schemat przedstawiono poniżej.



Wykres 8. Porównanie celów i prognoz dot. redukcji emisji zanieczyszczeń do 2030 r dla scenariusza WEM i WAM [%].

Największe problemy z nieodpowiednią jakością powietrza dotyczą obszarów miejskich będących dużymi skupiskami ludności oraz regionów intensywnej działalności przemysłowej. Istotnym problemem pozostają przekroczenia poziomów dopuszczalnych dla pyłu zawieszonego PM10 i PM2,5 oraz poziomu docelowego benzo(a)pirenu, szczególnie w okresie zimowym. Dodatkowo w aglomeracjach miejskich występuje problem przekroczeń poziomu dopuszczalnego dla dwutlenku azotu (NO<sub>2</sub>) wynikający z dużego natężenia ruchu pojazdów. Emisje ze spalania paliw kopalnych i biomasowych w sektorze bytowo-komunalnym, transportu drogowego, przemysłowych procesów produkcyjnych i energetyki są głównymi źródłami emisji zanieczyszczeń do powietrza. Skoncentrowane tereny zabudowy mieszkaniowej wyposażonej w indywidualne źródła ciepła wykorzystujące paliwa kopalne, a także stałe paliwa biomasowe oraz obszary miast o dużym natężeniu ruchu pojazdów często borykają się z przekroczeniami norm jakości powietrza, dlatego wymagają szczególnej koncentracji działań. Natomiast głównym źródłem emisji amoniaku (NH<sub>3</sub>) w Polsce jest rolnictwo. Sektor ten odpowiada za blisko 96%

<sup>66</sup> Dla sześciu ustalono poziom dopuszczalny: dwutlenek siarki (SO<sub>2</sub>), dwutlenek azotu (NO<sub>2</sub>), tlenek węgla (CO), benzen (C<sub>6</sub>H<sub>6</sub>), ozon (O<sub>3</sub>), pył drobny PM10 (o średnicy do 10 µm), pył drobny PM2,5 (o średnicy do 2,5 µm); Dla pozostałych sześciu określono poziom docelowy: metale ciężkie: ołów (Pb), arsen (As), nikiel (Ni), kadm (Cd) oznaczane w pyłe PM10 oraz benzo(a)piren oznaczany w pyłe PM10. Ze względu na ochronę roślin ocenie podlegają 3 substancje: dwutlenek siarki (SO<sub>2</sub>), tlenki azotu (NOx) i ozon (O<sub>3</sub>).

<sup>67</sup> Załącznik 2 dyrektywy NEC.

całkowitej emisji tego zanieczyszczenia. Dominują tu dwa źródła odchody zwierząt gospodarskich oraz stosowanie nawozów naturalnych i mineralnych na gleby rolne.

**Polska deklaruje dążenie do ograniczanie zanieczyszczeń atmosferycznych zgodnie z celami określonymi w dyrektywie NEC.**

Wykorzystanie węgla kamiennego w gospodarstwach domowych do celów grzewczych ma bezpośredni wpływ na jakość powietrza, ale także oddziałuje na potrzeby importu węgla kamiennego oraz wpływa niekorzystnie na efektywność energetyczną gospodarki. Redukcja zużycia węgla kamiennego w kotłach indywidualnych jest zatem najważniejszym działaniem na rzecz poprawy jakości powietrza w Polsce.

## POLITYKA

Ramy zarządzania jakością powietrza w Polsce określone są w ustawie – Prawo ochrony środowiska oraz aktach wykonawczych. Ważnym dokumentem w tym obszarze jest **Krajowy Program Ograniczania Zanieczyszczeń Powietrza** ([link](#)), który ustanawia środki służące realizacji celów dyrektywy NEC. Niezwykle ważną rolę mają także działania samorządów terytorialnych, które przygotowują i wdrażają **programy ochrony powietrza wraz z planami działań krótkoterminowych oraz uchwał antysmogowych**. Programy i uchwały stanowią akty prawa miejscowego<sup>68</sup> w odniesieniu do standardów urządzeń grzewczych oraz rodzaju i jakości paliw dopuszczonych do spalania. Mogą one określać i wprowadzić ograniczenia lub zakazy w zakresie eksploatacji instalacji, w których następuje spalanie paliw.

Do realizacji celu w zakresie poprawy jakości powietrza przyczyniać się będzie podejmowanie działań związanych z redukcją **emisji zanieczyszczeń powietrza z sektora ogrzewnictwa indywidualnego gospodarstw domowych**, w szczególności poprzez rozwój OZE i zwiększanie efektywności energetycznej, transportu drogowego, dostosowywania norm jakości paliw i instalacji spalania oraz zwiększanie świadomości ekologicznej i edukację społeczeństwa.

Działania będą ukierunkowane w szczególności na strefy, w których przekraczane są poziomy dopuszczalne pyłu zawieszonego PM<sub>10</sub> i PM<sub>2,5</sub> oraz dwutlenku azotu (NO<sub>2</sub>), poziomu docelowego benzo(a)pirenu. Natomiast działania określone w **Aktualizacji Krajowego Programu Ochrony Powietrza do 2025 r. (z perspektywą do 2030 r. oraz do 2040 r.)** ([link](#)) mają prowadzić do tego, aby w 2030 r. w Polsce nie było stref, w których występują obszary narażenia ludności na negatywne skutki zanieczyszczenia powietrza spowodowane przekroczeniami norm jakości powietrza pyłem PM<sub>10</sub> i PM<sub>2,5</sub>.

Ogromną rolę w poprawie jakości powietrza odgrywają działania związane z ograniczaniem spalania paliw w celach grzewczych. Działania są skupione na **wymianie przestarzałych pieców na paliwa stałe i termomodernizacji budynków**, a także na dekarbonizacji systemów ciepłowniczych, które mają priorytetowe znaczenie w ramach programów wsparcia finansowego realizowanego przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, w szczególności – Czyste Powietrze, Moje ciepło, itp. Istniejące i nowe programy wsparcia powinny być rozwijane w kierunku cyfryzacji procesu realizacji wsparcia, podnoszenia oczekiwanego ostatecznego stanu budynku, zwiększania wymagań jakościowych i środowiskowych dla **możliwości przyłączania do nowych oraz istniejących sieci ciepłowniczych oraz wprowadzania alternatyw dla modernizacji budynków o bardzo złym stanie technicznym**. Warto podkreślić, że wsparcie finansowe nie może obejmować instalacji na węgiel, a dofinansowanie instalacji na gaz ziemny powinno odbywać się tylko w przypadku instalacji hybrydowych systemów grzewczych obejmujących wykorzystanie źródła OZE<sup>69</sup>.

<sup>68</sup> Zgodnie z art. 96 ustawy – Prawo ochrony środowiska.

<sup>69</sup> Zgodnie z art. 17 ust. 15 dyrektywy UE 2024/1275 od dnia 1 stycznia 2025 r. państwa członkowskie nie udzielają żadnych zachęt finansowych do instalacji indywidualnych kotłów zasilanych paliwami kopalnymi, z wyjątkiem kotłów wybranych do inwestycji przed 2025 r.



Bez wątpienia pozytywny wpływ na poprawę jakości powietrza ma też konieczność spełniania zmienionych w 2021 r. wymogów efektywności energetycznej dla nowych budynków oraz zapewnienie budownictwa zeroemisyjnego od 2030 r. Takie budynki muszą cechować się m.in. niewytwarzaniem na miejscu emisji CO<sub>2</sub> z paliw kopalnych i gazów cieplarnianych (lub wytwarzający bardzo małe ilości emisji GHG).

Ważnym narzędziem w systemie zarządzania jakością powietrza w Polsce na poziomie krajowym, wojewódzkim i gminnym jest **Centralna Ewidencja Emisyjności Budynków** (CEEB). Szczególnie istotne jest wykorzystanie CEEB w celu monitorowania postępów we wdrażaniu programów ochrony powietrza i uchwał antysmogowych oraz skuteczności działań wynikających z programów centralnych – w tym kierunku będą prowadzone prace rozwojowe.

W odniesieniu do redukcji emisji zanieczyszczeń **powietrza z transportu**, oprócz **wspierania rozwoju publicznego transportu zbiorowego i elektryfikacji pojazdów drogowych** zostanie wprowadzony obowiązek tworzenia stref czystego transportu w miastach powyżej 100 tys. mieszkańców, w których zgodnie z danymi Głównego Inspektoratu Ochrony Środowiska (GIOŚ) odnotowano przekroczenie dopuszczalnego średniorocznego poziomu dwutlenku azotu (NO<sub>2</sub>). Działanie to przyczyni się do poprawy jakości powietrza poprzez redukcję emisji pochodzących z transportu. Należy podkreślić, że redukcja poziomu zanieczyszczeń pyłu zawieszonego PM<sub>2,5</sub> oraz dwutlenku azotu ma istotne znaczenie dla poprawy zdrowia publicznego i jakości życia w miastach. Dodatkowo w wyniku wprowadzenia stref ograniczony zostanie negatywny wpływ hałasu emitowanego przez silniki spalinowe, który jest szczególnie uciążliwy na obszarach gęstej zabudowy miejskiej.

Dodatkowo w związku z wejściem w życie nowej dyrektywy 2024/2881 w sprawie jakości powietrza i czystszej powietrza dla Europy, koniecznym będzie zintensyfikowanie wysiłków w celu przygotowania nowych, dodatkowych rozwiązań, które przyspieszą tempo poprawy jakości powietrza w Polsce, tak aby możliwe było osiągnięcie celów dyrektywy do 2030 r. Dyrektywa w sprawie jakości powietrza będzie generowała bardzo dużo zadań do realizacji nie tylko przez administrację rządową, służby GIOŚ, ale też różne rodzaje jednostki samorządu terytorialnego szczebla wojewódzkiego, powiatowego i gminnego.

**Największy wpływ na realne osiągnięcie nowych celów w zakresie jakości powietrza będą mieć jednak obywatele**, ponieważ to od ich działań w obszarze sektora ogrzewania mieszkalnictwa oraz transportu drogowego będzie zależeć, czy Polska sprosta do 2030 r. wyzwaniom stawianym w nowej dyrektywie. Szczególną zachętą dla obywateli będą istniejące i modyfikowane finansowe programy wsparcia, a obok regulacji dużą rolę odegra również edukacja.

W odniesieniu do emisji amoniaku z sektora rolnictwa, niezbędny jest - zgodnie z aktualizacją Krajowego Programu Ograniczania Zanieczyszczeń Powietrza - rozwój niskoemisyjnych technik rozprowadzania i przechowywania nawozów, systemów utrzymywania i żywienia zwierząt, a także racjonalizacja nawożenia azotowego i szerokie rozpowszechnianie dobrych praktyk rolniczych.

## DZIAŁANIA:

- Działanie 3. Ograniczanie stosowania fluorowanych gazów cieplarnianych.
- Działanie 9. Przyspieszenie rozwoju lądowej energetyki wiatrowej
- Działanie 10. Przyspieszenie rozwoju fotowoltaiki
- Działanie 14. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Mój Prąd”
- Działanie 15. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Energia Plus”
- Działanie 16. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Polska Geotermia Plus”
- Działanie 17. Rozwój rynku magazynów energii elektrycznej oraz magazynów ciepła
- Działanie 28. Rozwój technologii Power to Heat i magazynów ciepła w Polsce
- Działanie 38. Rozwój zeroemisyjnego transportu publicznego w miastach
- Działanie 39. Utworzenie stref czystego transportu

- Działanie 40. Instrumenty finansowego wsparcia elektromobilności
- Działanie 41. Instrumenty pozafinansowego wsparcia elektromobilności
- Działanie 52. Zwiększanie wymagań w zakresie emisyjności pojazdów
- Działanie 53. Opłata emisyjna
- Działanie 66. Stosowanie warunkowości (środowiskowej) w ramach WPR
- Działanie 67. Stosowanie ekoschematów w ramach WPR
- Działanie 68. Działania rolno-środowiskowo-klimatyczne w ramach WPR
- Działanie 69. Wsparcie w zakresie rolnictwa ekologicznego w ramach WPR
- Działanie 70. Interwencje leśne i zadrzewieniowe w ramach WPR
- Działanie 76. Racjonalizacja nawożenia
- Działanie 105. Wprowadzenie wymogów w zakresie wykorzystania energii słonecznej w budynkach
- Działanie 106. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Moje ciepło”
- Działanie 107. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Czyste Powietrze”
- Działanie 108. Instrument finansowy – Ulga podatkowa dotycząca wydatków poniesionych na termomodernizację jednorodzinnych budynków mieszkalnych (ulga termomodernizacyjna)
- Działanie 109. Instrument finansowy – Program TERMO, wsparcie poprawy efektywności energetycznej w budynkach wielorodzinnych
- Działanie 110. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Modernizacja szkół”
- Działanie 111. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Modernizacja budynków użyteczności publicznej”
- Działanie 112. Program wsparcia mikroprzedsiębiorstw – efektywność energetyczna budynków
- Działanie 114. Wprowadzenie modelu oceny ofert w przetargach na budowę budynków użyteczności publicznych w oparciu o całkowity koszt cyklu życia (LCC)
- Działanie 115. Wdrażanie nowych standardów energetycznych stawianych nowym budynkom oraz budynkom podlegającym ważniejszym renowacjom
- Działanie 116. System oceny energetycznej budynków i systemów technicznych budynków
- Działanie 117. Efektywność energetyczna w budownictwie społecznym i zasobie mieszkaniowym gmin, uwzględniająca potrzeby grup wrażliwych

## Cel 1.4.2. Cel w zakresie stanu wód

Zanieczyszczenie wód to kompleksowy problem wynikający z różnorodnych działań ludzkich takich jak przemysł, rolnictwo i gospodarka komunalna. Substancje chemiczne, mikroorganizmy patogenne, a także inne zanieczyszczenia wprowadzane do wód mają potencjał naruszania równowagi ekosystemów oraz stanowią zagrożenie dla jakości wód pitnych. Należy podkreślić, że ingerencje człowieka obejmują nie tylko bezpośrednie zanieczyszczenie wód, lecz również przekształcanie koryt rzek oraz ich dolin, m.in. poprzez przerwanie szlaków migracyjnych ryb czy zmianę naturalnego reżimu przepływu wód w wyniku postępującego uszczelniania zlewni.

Zanieczyszczenie wód może być wynikiem różnorodnych czynników, obejmujących m.in.: ścieki komunalne i przemysłowe, nawozy i pestycydy z rolnictwa, zanieczyszczenia z obszarów zurbanizowanych i odpady, wylewy substancji chemicznych czy degradację brzegów rzek.

Z drugiej strony, **najskuteczniejszą formą zwiększenia odporności ekosystemów wodnych na skutki zmian klimatycznych** pozostaje zachowanie lub przywrócenie ich naturalnego charakteru. Renaturyzacja cieków wodnych nie tylko sprzyja odbudowie równowagi ekologicznej, lecz także może przyczyniać się do spowolnienia odpływu wód, ograniczając tym samym proces odwodnienia użytków rolnych. Działania

takie są szczególnie istotne z perspektywy ochrony klimatu m.in. poprzez utrzymanie nawodnienia gleb torfowych, co przeciwdziała emisji dwutlenku węgla z procesów murszenia torfów.

Dyrektywa 2000/60/WE ustanawiająca ramy wspólnotowego działania w dziedzinie polityki wodnej – tzw. ramowa dyrektywa wodna (RDW) zobowiązała państwa członkowskie UE do **osiągnięcia dobrego stanu wszystkich wód**, chyba że zastosowano odstępstwa od celów środowiskowych w postaci przedłużenia terminu osiągnięcia celów (odstępstwo z tytułu art. 4 ust. 4. RDW) bądź ustalenia mniej rygorystycznych celów (odstępstwo z tytułu art. 4 ust. 5 RDW). Dyrektywa podkreśla, że woda nie jest zwykłym produktem handlowym, ale raczej dziedzictwem, które musi być chronione i bronię. Wdrażanie RDW w Polsce obejmuje przegląd i aktualizację planów gospodarowania wodami na obszarach dorzeczy, które są podstawą podejmowania decyzji dotyczących zarządzania zasobami wodnymi.

Za jakość wód pitnych w UE odpowiada Dyrektywa (UE) 2020/2184. Zobowiązała ona państwa członkowskie UE do zapewnienia, że woda przeznaczona do spożycia przez ludzi jest wolna od mikroorganizmów, pasożytów oraz substancji szkodliwych dla zdrowia. W tym celu państwa członkowskie muszą oceniać straty wody przeznaczonej do spożycia przez ludzi, przekazywać wyniki tej oceny Komisji Europejskiej oraz opracowywać plany działania w celu ograniczenia tych strat. Ponadto, państwa członkowskie muszą podjąć środki w celu poprawy dostępu ludności do wody przeznaczonej do spożycia przez ludzi, szczególnie dla wrażliwych i zmarginalizowanych grup.

Wody powierzchniowe, takie jak rzeki i jeziora, odgrywają kluczową rolę w ekosystemach, zapewniając siedliska dla różnorodnych gatunków roślin i zwierząt. Rzeki Odra i Wisła – jako jedne z największych cieków wodnych w Polsce – pełnią również istotne funkcje gospodarcze, będąc źródłem wody dla przemysłu i rolnictwa, szlakiem transportowym oraz miejscem wykorzystywanym do celów rekreacyjnych. Niestety, działalność przemysłowa (w tym kopalni) prowadzi do wzrostu zasolenia, co negatywnie wpływa na zdrowie ekosystemów wodnych oraz jakość wody. Zrzuty wód kopalnianych sprzyjają rozwojowi inwazyjnych gatunków, takich jak złota alga (*Prymnesium parvum*), która uwalnia toksyny szkodliwe dla ryb i innych organizmów wodnych. Jej zakwity mogą prowadzić do masowych śnięć ryb, co stanowi poważne zagrożenie dla bioróżnorodności i zdrowia ekosystemów.

Polska będzie konsekwentnie **dążyć do poprawy stanu wód** w szczególności poprzez wdrażanie planów gospodarowania wodami oraz działania w obszarze gospodarki ściekami.

## POLITYKA

W celu poprawy stanu wód, konieczne jest skupienie się na identyfikacji, monitorowaniu i implementacji środków mających na celu ograniczenie i zapobieganie zanieczyszczeniu wód oraz zwiększeniu odporności gospodarki wodnej na skutki zmian klimatu, aby chronić środowisko naturalne oraz zapewnić dostęp do bezpiecznych zasobów wody dla obecnych i przyszłych pokoleń, w tym zapewnić poprawę powszechnego dostępu do wody przeznaczonej do spożycia przez ludzi.

Plany gospodarowania wodami na obszarach dorzeczy stanowią podstawę do podejmowania decyzji kształtujących stan zasobów wodnych i określają zasady gospodarowania nimi. Szczególne znaczenie w obszarze poprawy stanu wód w Polsce ma realizacja zadań wynikających z **drugiej aktualizacji planów gospodarowania wodami na obszarach dorzeczy**. W ramach tych aktualizacji, które opublikowano na przełomie 2022 i 2023 r. przewidziano do realizacji 24 690 działań na kwotę prawie 26 mld PLN.

Drugim szczególnie istotnym komponentem jest budowa, rozbudowa i modernizacja oczyszczalni ścieków na podstawie **zaktualizowanego Krajowego Programu Oczyszczania Ścieków Komunalnych (AKPOŚK)** ([link](#)), który przewiduje realizację ok. 1 000 inwestycji, w tym budowę 60 nowych oczyszczalni ścieków.

Jako priorytet określa się przeprowadzanie inwentaryzacji, krytyczny przegląd (ewentualna nowelizacja) oraz właściwą priorytetyzację planów i programów, w tym działań inwestycyjnych i nieinwestycyjnych ze szczególnym uwzględnieniem działań wynikających z:

- planów gospodarowania wodami na obszarach dorzeczy,
- planów zarządzania ryzykiem powodziowym,
- planu przeciwdziałania skutkom suszy,
- planów utrzymania wód,
- programu ochrony wód morskich,
- krajowego programu renaturyzacji wód powierzchniowych,
- krajowego programu żeglugowego do 2030 r.,
- programu przeciwdziałania niedoborowi wody.

Zgodnie z wymogami Ramowej Dyrektywy Wodnej, w Polsce prowadzi się różne rodzaje monitoringu wód. Monitoring wód umożliwia pozyskanie informacji o stanie wód powierzchniowych i podziemnych niezbędne do planowania gospodarowania wodami oraz oceny osiągnięcia celów środowiskowych. Dodatkowo tworzony jest system stałego monitorowania wód powierzchniowych, który będzie wyposażony w system wczesnego reagowania na potencjalne kryzysy, awarie i katastrofy. Umożliwi on szybsze wykrywanie i reagowanie na zanieczyszczenia, w tym na wzrost zasolenia wody.

W zakresie jakości wód pitnych w Polsce, polityka będzie koncentrować się na zapewnieniu, że woda przeznaczona do spożycia przez ludzi jest bezpieczna i wolna od szkodliwych substancji. W ramach działań będziemy dążyć do pełnego wdrożenia dyrektywy 2020/2184, co obejmie przeprowadzenie oceny wielkości wycieków wody pitnej na terytorium kraju oraz określenie progu wycieków, którego przekroczenie będzie wymagało opracowania krajowego planu działań mających na celu ich ograniczenie. Celem jest również przeprowadzenie kompleksowej oceny ryzyka i zarządzania ryzykiem w obszarach zasilania ujęcia wody przeznaczonej do spożycia przez ludzi oraz w systemie zaopatrzenia w wodę z uwzględnieniem możliwości zmniejszenia poboru wody dzięki lokalnemu wykorzystywaniu ścieku

oczyszczonego na potrzeby technologiczne. Ważnym elementem jest również ochrona wód przed zanieczyszczeniami azotanowymi z rolnictwa.

W tym obszarze kluczową rolę odgrywa realizacja działań *Programu działań mających na celu zmniejszenie zanieczyszczenia wód azotanami pochodzącymi ze źródeł rolniczych oraz zapobieganie dalszemu zanieczyszczeniu*, tzw. program azotanowy, przyjętego w drodze rozporządzenia ([link](#)) i przepisów ustawy o nawozach i nawożeniu, które regulują zasady stosowania nawozów azotowych. Dobre praktyki rolne w zakresie nawożenia promowane są poprzez przygotowanie i upowszechnianie Kodeksu dobrej praktyki rolniczej. Ponadto, wsparcie praktyk wpływających m.in. na redukcję emisji zanieczyszczeń powietrza realizowane jest w ramach *Planu Strategicznego WPR na lata 2023-2027*.

## DZIAŁANIA

- Działanie 66. Stosowanie warunkowości (środowiskowej) w ramach WPR
- Działanie 67. Stosowanie ekoschematów w ramach WPR
- Działanie 84. Odtworzenie oraz zachowanie obszarów bagiennych, torfowisk i terenów podmokłych
- Działanie 85. Rozwój małej retencji wodnej i retencji krajobrazowej
- Działanie 90. Doprowadzenie jakości wód do stanu dobrego i bardzo dobrego, zgodnie z Ramową Dyrektywą Wodną
- Działanie 91. Zapewnienie dostępu do czystej wody pitnej
- Działanie 93. Wsparcie rozwoju gospodarki wodno-ściekowej
- Działanie 101. Instrument finansowy – Programy NFOŚiGW wspierające adaptację do zmian klimatu

### Cel 1.4.3. Cel w zakresie stanu gleb

Gleba stanowi podstawowy, ograniczony i nieodnawialny zasób naturalny. Jest jednym z głównych elementów środowiska przyrodniczego i siedliskiem ogromnej ilości organizmów żywych. Gleba pełni liczne funkcje środowiskowe, gospodarcze, społeczne i kulturowe. Dla sektora rolnictwa niezwykle istotna jest jej funkcja produkcyjna, zapewniająca żywność, biomasę i surowce.

Do sektorów gospodarki mających wpływ na stan gleb i ich degradację zalicza się głównie gospodarkę odpadami, przemysł, transport, energetykę, górnictwo oraz rolnictwo. Istotne znaczenie ma także budownictwo, w tym zajmowanie nowych gruntów i ich pokrywanie trwałym, nieprzepuszczalnym materiałem.

Gleba może ulegać degradacji na skutek m.in. zanieczyszczenia, erozji, spadku zawartości materii organicznej, zagęszczania, zasolenia, zakwaszenia, zasklepienia. Wpływa na tempo degradacji gleb mogą mieć także zmiany klimatyczne. Zmiany w rozkładzie opadów mogą prowadzić do długotrwałych susz lub intensywnych opadów deszczu. Susze zmniejszają wilgotność gleby, co utrudnia wzrost roślin i prowadzi do erozji wietrznej, podczas gdy intensywne opady mogą powodować erozję wodną, zmywając warstwę próchniczną gleby. Wyższe temperatury przyspieszają procesy rozkładu materii organicznej w glebie, co prowadzi do pogorszenia jej właściwości fizycznych, chemicznych i biologicznych. Związane ze zmianami klimatycznymi ekstremalne zjawiska pogodowe, takie jak burze, powodzie i huragany, również mogą negatywnie wpływać na jakość gleb.

Odwroćenie procesu degradacji gleb wpływa korzystnie na realizację celów związanych z adaptacją do zmian klimatu, a także wspiera cel neutralności klimatycznej. Zdrowie gleby zapewniają większą retencję wody, sprzyjają ochronie różnorodności biologicznej oraz zdrowia i dobrostanu ludzi. Gleby utrzymane w dobrym stanie są także ważnym elementem czystej gospodarki o obiegu zamkniętym. Stan gleb można uznać za dobry wtedy, gdy żadna z pełnionych przez nie funkcji nie jest znacząco naruszona.

Aby chronić gleby przed degradacją i zachować ich funkcje, stosuje się różne metody ochrony. Właściwy płodozmian oraz zrównoważone nawożenie, pomagają, w utrzymaniu żyzności gleby, zapobiegają wyczerpywaniu się składników odżywczych, a także zmniejszają ryzyko erozji gleby. Stosowanie nawozów organicznych, takich jak kompost czy obornik, pomaga w utrzymaniu materii organicznej w glebie, co poprawia jej strukturę, zdolność do zatrzymywania wody i zwiększa efektywność nawożenia. Zastosowanie uproszczonych technik uprawy, takich jak uprawa bezorkowa lub uprawa pasowa, pomaga w ochronie struktury gleby i zmniejsza ryzyko erozji oraz wpływa na ochronę próchnicy w glebie. Sadzenie drzew i krzewów na terenach narażonych na erozję pomaga w stabilizacji gleby i zapobiega jej zmywaniu przez wodę. Przywracanie funkcji zdegradowanym glebom (rekultywację) można przeprowadzić, np. poprzez wprowadzanie roślinności, która poprawia strukturę gleby i zwiększa jej żyzność.

**Polska dostrzega kluczową rolę gleb w środowisku przyrodniczym i ochronie klimatu.** Pożądanym kierunkiem działania w zakresie ochrony gleb jest zatem zapobieganie degradacji gleb oraz zachowanie ich funkcji, a także przywracanie właściwych funkcji glebom zdegradowanym, biorąc pod uwagę ich aktualne i planowane przeznaczenie. Parametry określania dobrego stanu gleb powinny być zróżnicowane i dobierane z uwzględnieniem sposobu użytkowania, rodzaju spodziewanej degradacji i właściwości gleby.

**Korzystanie z zasobów glebowych powinno odbywać się w taki sposób, aby zapewnić jak najlepszy jej stan dla przyszłych pokoleń.**

*Strategia UE na rzecz ochrony gleb 2030 r. – korzyści ze zdrowych gleb dla ludzi, żywności, przyrody i klimatu,* tzw. Strategia glebowa UE ([link](#)) przedstawia działania, zorientowane na osiągnięcie celów unijnego pakietu „Fit for 55” w zakresie łagodzenia skutków zmian klimatu i przystosowania się do nich, przywracania bioróżnorodności, zapewnienia bezpieczeństwa żywnościowego, zerowego

zanieczyszczenia i ochrony zdrowia ludzkiego, zwiększenia ponownego wykorzystania gruntów i zmniejszenia zajmowania nowych terenów.

Aktualnie trwają zaawansowane prace na poziomie UE nad wnioskiem dotyczącym **projektu dyrektywy PE i Rady w sprawie monitorowania i odporności gleb (prawo o monitorowaniu gleb)**. Celem projektu dyrektywy jest powstrzymanie degradacji i osiągnięcie zdrowych gleb w całej UE do 2050 r. Dyrektywa dotyczy wszystkich gleb w Unii Europejskiej, bez względu na ich sposób użytkowania, obejmując zarówno gleby rolne, leśne, jak i miejskie. Projekt dyrektywy przewiduje obowiązek ustanowienia okręgów glebowych na obszarze całego kraju jako podstawowej jednostki zarządzania glebami. Państwa członkowskie będą zobowiązane do ustanowienia ram monitorowania i oceny zdrowia gleby oraz zajmowania gruntów w każdym okręgu glebowym. Zebrane dane z monitoringu powinny zostać wykorzystane przez państwa członkowskie do podejmowania środków w celu poprawy zdrowia gleb i ich odporności. Projekt dyrektywy wprowadza również zasady dotyczące ograniczania zajmowania gruntów jako działania przyczyniające się do łagodzenia skutków zmian klimatu. Pochłanianie CO<sub>2</sub><sup>70</sup> i magazynowanie wody w wyniku zrównoważonego gospodarowania glebami, tak aby mogły równoważyć emisje gazów cieplarnianych, jest zasadniczym elementem działań niezbędnych do osiągnięcia neutralności klimatycznej. Projekt dyrektywy jest w tym zakresie w pełni uzupełniający i synergiczny z rozporządzeniem w sprawie użytkowania gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwa (LULUCF). Przewidziano również zobowiązanie państw członkowskich do zidentyfikowania wszystkich potencjalnie zanieczyszczonych miejsc i zebrania ich w publicznie dostępnym rejestrze. Następnie należy przeprowadzić badania tych miejsc i podjąć działania remediacyjne w miejscach, w których stwierdzono niedopuszczalne dla zdrowia ludzi i stanu środowiska zagrożenie.

## POLITYKA

Wśród zidentyfikowanych licznych zagrożeń dla gleb, kwestia zanieczyszczenia gleb oraz problematyka utraty zawartości materii organicznej i zakwaszenia mają z punktu widzenia ochrony środowiska w Polsce wysoki priorytet.

W polskim systemie prawnym ochrona gleb jest powiązana z szerszym pojęciem ochrony powierzchni ziemi i obejmuje również ochronę przed zanieczyszczeniem oraz innymi formami degradacji także warstwy gruntu znajdujące się pod glebą. Kontynuowane będą **działania mające na celu zidentyfikowanie gleb zanieczyszczonych oraz wsparcie ich remediacji**, tj. usunięcia lub zmniejszenia ilości substancji szkodliwych do poziomu bezpiecznego dla zdrowia ludzi i stanu środowiska, ich kontrolowanie oraz ograniczenie rozprzestrzeniania się.

Istotna z punktu widzenia ochrony gleb jest również **zasada pierwszeństwa wtórnego użytkowania przestrzeni w procesach inwestycyjnych**, która służy m.in. ograniczeniu zajmowania nowych gruntów i zasklepiania powierzchni ziemi.

Gleba jest podstawowym zasobem produkcyjnym rolnictwa i leśnictwa, toteż dobry stan polskich gleb stanowi potencjał dla produkcji żywności i innych surowców wysokiej jakości. Ochrona produktywności gruntów rolnych i leśnych będzie polegała przede wszystkim na zapobieganiu wyłaczaniu gleb z użytkowania rolniczego i leśnego, zapobieganiu erozji gleb i utracie zawartości materii organicznej w glebach. Zapobieganie procesom degradacji ma na celu zachowanie przez gleby jak największych możliwości do pełnienia funkcji ekosystemowych celem zapewnienia bezpieczeństwa żywnościowego, a także zapewnienia maksymalizacji sekwestracji CO<sub>2</sub> w glebie. Przewiduje się przy tym prowadzenie aktywnych działań na rzecz biologicznej sekwestracji CO<sub>2</sub> w glebie. W ramach interwencji PS WPR 2023-2027 kontynuowana będzie realizacja interwencji „Ochrona zasobów i poprawa jakości gleb”. Spośród

<sup>70</sup> W glebie znajduje się około 1 500 mld t węgla w ujęciu globalnym. Gleby są drugim co do wielkości aktywnym magazynem węgla po oceanach (40 000 mld t). Jest w nich magazynowane więcej węgla niż łącznie w atmosferze (760 mld t) oraz roślinności (560 mld t). Źródło: Europejska Agencja Środowiska.

obowiązkowych wymogów warunkowości, ujętych w PS WPR 2023 -2027, najważniejsze dla ochrony gleb są:

- zarządzanie orką, przyczyniające się do zmniejszenia ryzyka degradacji i erozji gleby, w tym uwzględnianie nachylenia terenu,
- minimalna pokrywa glebowa w najwrażliwszych okresach,
- zmianowanie i dywersyfikacja upraw na gruntach ornych.

W celu ochrony i poprawy jakości gleb kontynuowana będzie również realizacja ekoschematu „Rolnictwo węglowe i zarządzanie składnikami odżywczymi”, który został opisany w Cel 1.3.1

Aby poprawić jakość gleb, kształtowana będzie polityka wspierająca rekultywację gruntów zdegradowanych i zdewastowanych. Rekultywacja będzie obejmować działania mające na celu przywrócenie wartości użytkowych lub przyrodniczych gruntem zdegradowanym poprzez właściwe ukształtowanie rzeźby terenu, poprawienie właściwości fizycznych i chemicznych gleb, uregulowanie stosunków wodnych, odtworzenie gleb, umocnienie skarp oraz budowę niezbędnych dróg.

W związku z pracami legislacyjnymi na poziomie UE nad projektem *dyrektywy PE i Rady w sprawie monitorowania i odporności gleb (prawo o monitorowaniu gleb)*, przewiduje się wprowadzenie dodatkowych rozwiązań, które wzmocnią dotychczasowy krajowy system ochrony gleb. Projekt dyrektywy ma na celu zharmonizowanie działań na terenie UE w zakresie ochrony zdrowia gleb. W ramach nowej polityki, szczególny nacisk będzie kładziony na monitorowanie i ocenę stanu gleby, wsparcie w celu poprawy zdrowia gleby oraz identyfikację i remediację miejsc zanieczyszczonych.

## DZIAŁANIA

- Działanie 66. Stosowanie warunkowości (środowiskowej) w ramach WPR
- Działanie 67. Stosowanie ekoschematów w ramach WPR
- Działanie 68. Działania rolno-środowiskowo-klimatyczne w ramach WPR
- Działanie 69. Wsparcie w zakresie rolnictwa ekologicznego w ramach WPR
- Działanie 70. Interwencje leśne i zadrzewieniowe w ramach WPR
- Działanie 94. Prowadzenie monitoringu gleb
- Działanie 95. Identyfikacja i remediacja miejsc, w których występuje zanieczyszczenie powierzchni ziemi
- Działanie 96. Identyfikacja oraz poprawa stanu środowiska na wielkoobszarowych terenach zdegradowanych
- Działanie 99. Wspieranie rekultywacji gruntów zdegradowanych i zdewastowanych
- Działanie 100. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW „Ochrona powierzchni ziemi”
- Działanie 101. Instrument finansowy – Programy NFOŚiGW wspierające adaptację do zmian klimatu



## Cel 1.4.4. Cel w zakresie odpadów

Odpady mogą zanieczyszczać powietrze, wodę i glebę, dlatego ich właściwe zagospodarowanie jest kluczowe, aby ograniczyć negatywny wpływ na środowisko.

Gospodarka odpadami w Polsce, a także jej postrzeganie przez społeczeństwo, przedsiębiorców, usługodawców itd., zmienia się dynamicznie na przestrzeni ostatnich lat. Przybywa nowoczesnych instalacji umożliwiających sortowanie, przetwarzanie, w tym recykling, co jest wynikiem zmiany podejścia do odpadów – nie są one już traktowane jako zbędne, niepotrzebne materiały, ale jako cenne zasoby, które należy wykorzystać. Biorąc pod uwagę różnorodność odpadów, wynikającą ze zróżnicowanych procesów przemysłowych, wytwarzanych produktów, oferowanych usług, możliwości ich zastosowań są szerokie. Częściowo można wpływać na skład odpadów (np. odpadów użytkowych) poprzez projektowanie produktów. Ze względu na właściwości, część odpadów nie nadaje się do ponownego wykorzystania, stąd niezbędne są również technologie unieszkodliwiania.

Do czynników, które wpływają na ilości wytwarzanych odpadów, należą m.in. liczba ludności, liczba osób zamieszkujących w poszczególnych gospodarstwach domowych, wielkość produkcji, rodzaj i stopień efektywności metod produkcji oraz wielkość konsumpcji, zaś gospodarowanie odpadami może mieć negatywny wpływ na środowisko przede wszystkim, gdy są stosowane niewłaściwe metody przetwarzania lub są nieprzestrzegane wymagania technologiczne.

Nowoczesna gospodarka odpadami, zgodna z unijną hierarchią sposobów postępowania z materiałami odpadowymi i dążąca do **wdrażania modelu gospodarczego opartego na obiegu zamkniętym**, wymaga kontynuowania powyżej opisanych zmian w zakresie podejścia i postrzegania odpadów jako źródła zasobów (w tym możliwości zastępowania surowców pierwotnych surowcami wtórnymi, powstającymi z odpadów), jak również przyspieszenia rozwoju recyklingu.

Gospodarowanie odpadami podlega stosunkowo szerokiemu zakresowi regulacji UE. Wymagania uregulowane są m.in. w:

- o dyrektywie 2008/98/WE w sprawie odpadów,
- o dyrektywie 1999/31/WE w sprawie składowania odpadów,
- o dyrektywie 94/62/WE w sprawie opakowań i odpadów opakowaniowych, która straci moc 12 sierpnia 2026 r. i zostanie zastąpiona przez rozporządzenie UE 2025/40 w sprawie opakowań i odpadów opakowaniowych (PPWR),
- o dyrektywie 2012/19/UE w sprawie zużytego sprzętu elektrycznego i elektronicznego (WEEE),
- o dyrektywie 2000/53/WE w sprawie pojazdów wycofanych z eksploatacji,
- o dyrektywie 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola),
- o dyrektywie 2006/21/WE w sprawie gospodarowania odpadami pochodzącymi z przemysłu wydobywczego,
- o dyrektywie Rady 91/271/EWG dotyczącej oczyszczania ścieków komunalnych,
- o dyrektywie 2024/3019 dotyczącej oczyszczania ścieków komunalnych,
- o dyrektywie Rady 86/278/EWG w sprawie ochrony środowiska, w szczególności gleby, w przypadku wykorzystywania osadów ściekowych w rolnictwie,
- o dyrektywie Rady 96/59/WE w sprawie unieszkodliwiania polichlorowanych bifenyli i polichlorowanych trifenyli (PCB/PCT),
- o rozporządzeniu UE 2023/1542 w sprawie baterii i zużytych baterii,
- o rozporządzeniu UE 2019/1021 dotyczącym trwałych zanieczyszczeń organicznych,
- o rozporządzeniu UE 2017/852 w sprawie rtęci.

Realizacja celów określonych na poziomie UE odbywa się w ramach **wdrażania uchwalonego w 2023 r. Krajowego planu gospodarki odpadami 2028 (KPGO 2028)**, będącego aktualizacją KPGO 2022.

Poniżej wskazano kluczowe cele w zakresie gospodarki odpadami. Dążenie do nich ma przyczynić się do redukcji wpływu odpadów na środowisko.

**Celem ogólnym w zakresie gospodarki odpadami jest dążenie do redukcji wpływu na środowisko poprzez implementację rozwiązań z zakresu gospodarki o obiegu zamkniętym, w tym poprzez wdrażanie planów gospodarki odpadami.**

#### Cele ogólne w zakresie gospodarki odpadami:

- 1) wdrażanie zapobiegania powstawaniu odpadów (ZPO) oraz zmniejszenie ilości powstających odpadów<sup>71</sup>;
- 2) zwiększanie osiąganych poziomów przygotowania do ponownego użycia i recyklingu odpadów komunalnych;
- 3) minimalizacja ilości składowanych odpadów;
- 4) zwiększanie osiąganych poziomów recyklingu odpadów opakowaniowych;
- 5) utrzymywanie wysokiego poziomu przygotowania do ponownego użycia, recyklingu oraz innych form odzysku odpadów budowlanych i rozbiórkowych;
- 6) zwiększenie odzysku surowców krytycznych i recykling odpadów wydobywczych;
- 7) zmniejszenie roli instalacji termicznego przekształcania odpadów poprzez kierowanie do termicznego przekształcania wyłącznie odpadów, które nie mogą zostać poddane recyklingowi;
- 8) budowanie świadomości społeczeństwa w zakresie różnic w oznakowaniu tworzyw, w celu ich lepszej segregacji odpadów i ich dalszego zagospodarowania;
- 9) promowanie działań mających skutkować pozyskiwaniem surowców (zwłaszcza surowców krytycznych) w drodze recyklingu oraz ze złóż antropogenicznych m. in. ze zwałowisk odpadów i obiektów unieszkodliwiania odpadów wydobywczych.

#### Tworzywa sztuczne:

W ostatnich latach można zauważyć gwałtowny wzrost ilości produktów z tworzyw sztucznych, zarówno na świecie, jak i w Polsce. Tworzywa sztuczne są przede wszystkim wykorzystywane jako opakowania do różnego rodzaju żywności. W przeszłości ich użycie było niewielkie, jednak obecnie stanowią one znaczącą część naszego codziennego życia. Znajdują zastosowanie w budownictwie, medycynie, motoryzacji, artykułach codziennego użytku oraz opakowaniach. Popularność produktów wykonanych z tworzyw sztucznych wynika głównie z niskiego kosztu produkcji, trwałości oraz odporności na czynniki zewnętrzne. Jednak te zalety użytkowe stają się wadą po wykorzystaniu wyrobów, czyniąc z nich jedną z najbardziej kłopotliwych kategorii odpadów.

Tworzywa sztuczne to materiały, których podstawowym składnikiem są polimery – związki syntetyczne lub wielkocząsteczkowe zmodyfikowane naturalne związki. Oprócz polimerów, tworzywa sztuczne zawierają również środki pomocnicze, które mają na celu poprawienie ich własności użytkowych, obniżenie kosztu wytworzenia oraz poprawę walorów estetycznych. Środki pomocnicze dzielą się na dwie główne grupy: dodatki przetwórcze, które pomagają w przetwarzaniu tworzywa, oraz dodatki funkcjonalne, które wpływają na własności użytkowe tworzyw.

Dane statystyczne pokazują, że produkcja tworzyw sztucznych stale rośnie, co wiąże się ze zwiększeniem ilości odpadów w procesie ich przetwarzania i wzrostem ilości zużytych wyrobów. Odpady wytworzone

<sup>71</sup> Cele redukcji wytwarzania odpadów opakowaniowych na mieszkańca będą mogły zostać wyznaczone uwzględniając przepisy rozporządzenia PE i Rady 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 (tzw. PPWR). Rozporządzenie stosuje się od dnia 12 sierpnia 2026 r., przy wskazaniu odpowiednio późniejszych terminów dla określonych obowiązków.

z tworzyw sztucznych są najszybciej rozrastającą się grupą odpadów zarówno pod względem objętościowym, jak i wagowym. W samej Polsce roczne zużycie tworzyw sztucznych wynosiło ponad 70 kg na jednego mieszkańca. Wartości te niosą konieczność dobrego zagospodarowania nimi w taki sposób, by możliwy był ich odzysk lub recykling, a co za tym idzie zmniejszanie wykorzystywania surowców naturalnych do ich produkcji.

Należy pamiętać, że rozkład tworzyw sztucznych w wyniku biodegradacji przebiega bardzo powoli. Wyroby te, w zależności od wykorzystanego materiału, mogą rozkładać się w ziemi nawet kilkaset lat. Ponadto, składowanie tego typu odpadów ze względu na ich dużą objętość, powoduje szybsze wypełnianie składowisk, a dąży się do zminimalizowania powstawania nowych terenów składowania odpadów. Na składowiska powinny trafiać tylko odpady, które nie nadają się już do jakiegokolwiek zagospodarowania. Większość materiałów odpadowych z tworzyw sztucznych jest zbyt wartościowa, aby trafiać na składowisko, co czyni to zjawisko wyjątkowo niepożądanym. Dodatkowo, ogromny problem stanowią tworzywa sztuczne sprowadzane z zagranicy, głównie z powodu rozprzestrzenienia się zakupów przez internet. Importowane produkty z tworzyw sztucznych często nie podlegają takiej samej kontroli jak te produkowane lokalnie, co utrudnia zarządzanie ich odpadami i zwiększa ryzyko zanieczyszczenia środowiska.

Kluczowym elementem zarządzania odpadami, który pozwala na zmniejszenie zużycia surowców naturalnych i ograniczenie ilości odpadów trafiających na składowiska jest recykling. W przypadku tworzyw sztucznych możemy mówić między innymi o: recyklingu funkcjonalnym, recyklingu materiałowym, recyklingu chemicznym, recyklingu biologicznym oraz recyklingu energetycznym.

Jednym z głównych wyzwań w recyklingu są **additivi używane w produkcji tworzyw sztucznych**. Additivi te, takie jak barwniki, stabilizatory UV, plastyfikatory i inne chemikalia, mogą utrudniać proces recyklingu, ponieważ zmieniają właściwości fizyczne i chemiczne tworzyw sztucznych. Barwniki mogą wpływać na kolor i czystość recyklingowego materiału, a stabilizatory UV mogą zmieniać jego trwałość. Wyroby z tworzyw sztucznych powinno się projektować i wykonywać uwzględniając zarówno właściwości użytkowe jak i przydatność do recyklingu.

## POLITYKA

Polityka w zakresie gospodarki odpadami ma skutkować ograniczaniem wytwarzania odpadów, zwiększaniem ilości odpadów przekazywanych do recyklingu, eliminowaniem nieprawidłowo prowadzonego zagospodarowania odpadów, podnoszeniem świadomości ekologicznej społeczeństwa w zakresie zapobiegania powstawaniu odpadów oraz właściwego postępowania z odpadami. Powyższe działania powinny przyczynić do redukcji wpływu sektora odpadów na środowisko, w tym na redukcję zanieczyszczenia wód, ładu, jak również powietrza.

Realizacja celów będzie odbywać się m.in. przez wdrażanie uchwalonego w 2023 r. *Krajowego planu gospodarki odpadami 2028* (KPGO 2028). Przyjęte w KPGO 2028 kierunki polityki gospodarki odpadami znajdą odzwierciedlenie w wojewódzkich planach gospodarki odpadami.

Wśród zaplanowanych w KPGO 2028 działań znajdują się w szczególności działania edukacyjno-informacyjne dotyczące zapobiegania powstawaniu odpadów (ZPO) i przeciwdziałaniu zaśmiecaniu; wspieranie rozwoju infrastruktury do ZPO i recyklingu odpadów; wspieranie badań w zakresie nowych technologii z zakresu ZPO oraz gospodarowania odpadami, rekomendowane działania dotyczące surowców krytycznych oraz służące przeciwdziałaniu zaśmiecaniu środowiska morskiego i lądowego.

Osiąganie celów wymaga zarówno wdrażania odpowiednich systemów, regulacji jak i zachęt, ale także zaangażowania na poziomie społecznym w zakresie ograniczania wytwarzania odpadów i ich segregacji oraz na wszystkich poziomach aktywności gospodarczej – od projektowania produktów i opakowań oraz procesów produkcyjnych, przez projektowanie procesów związanych z transportem produktów po świadczenie usług w sposób racjonalny z punktu widzenia wytwarzania odpadów.

Ważnym elementem realizacji polityki będzie promowanie obiegu zamkniętego i zrównoważonego wykorzystania opakowań poprzez zachęcanie do stosowania opakowań wielokrotnego użytku i systemów ponownego użycia. **Szczególną rolę odegra wdrożony od października 2025 r. system kaucyjny** obejmujący jednorazowe butelki z tworzyw sztucznych o pojemności do 3 litrów, szklane butelki wielokrotnego użytku do 1,5 litra oraz metalowe puszki o pojemności do 1 litra.

W ramach dyrektywy *Single-Use Plastics (SUP)*, wprowadzono zakaz sprzedaży wielu produktów jednorazowego użytku z tworzyw sztucznych, takich jak sztucce, talerze, słomki, mieszadła do napojów, patyczki higieniczne oraz pojemniki na żywność i napoje ze styropianu.

Przyszła polityka państwa w zakresie tworzyw sztucznych będzie kształtować się w oparciu o postanowienia dotyczące projektowania wyrobów, jak i nowe ustawy dotyczące wyrobów jednorazowych oraz zarządzania odpadami z importu.

## DZIAŁANIA

- Działanie 97. Ograniczanie nielegalnego przemieszczania odpadów oraz identyfikacja i zapobieganie powstawaniu miejsc nielegalnego deponowania odpadów
- Działanie 102. Ograniczenie wykorzystania tworzyw sztucznych
- Działanie 103. Gospodarka o obiegu zamkniętym
- Działanie 145. Wzmacnianie cyberbezpieczeństwa w sektorze gospodarowania odpadami

## Obszar 1.5. Gospodarka o obiegu zamkniętym

Gospodarka o obiegu zamkniętym (GOZ) to nowoczesny model ekonomiczny, w którym dąży się do zminimalizowania odpadów i maksymalizacji efektywności wykorzystania zasobów poprzez ich wielokrotne użycie, recykling i odzysk. Główne cele GOZ obejmują minimalizację odpadów, oszczędność zasobów, redukcję emisji CO<sub>2</sub> oraz wzrost innowacji. Minimalizacja odpadów polega na ograniczeniu ilości generowanych odpadów poprzez efektywne zarządzanie zasobami i procesami produkcyjnymi. Oszczędność zasobów to optymalizacja zużycia surowców naturalnych przez ponowne wykorzystanie materiałów i produktów. Wzrost innowacji stymuluje rozwój nowych technologii i metod zarządzania zasobami, zamknięcie obiegów materiałowych czy podniesienie jakości produktów.

GOZ to model gospodarczy, w którym – przy zachowaniu warunku wydajności spełnione są następujące podstawowe założenia:

- a) wartość dodana surowców/zasobów, materiałów i produktów jest maksymalizowana lub
- b) ilość wytwarzanych odpadów jest minimalizowana, a powstające odpady są zagospodarowywane zgodnie z hierarchią sposobów postępowania z odpadami (zapobieganie powstawaniu odpadów, przygotowywanie do ponownego użycia, recykling, inne sposoby odzysku, unieszkodliwienie).

### Cel 1.5.1. Wspieranie transformacji w kierunku gospodarki o obiegu zamkniętym

W obliczu wyczerpywania się surowców nieodnawialnych, rosnących cen oraz uzależnienia Polski od importu tych surowców, transformacja w kierunku GOZ staje się kluczowa dla zapewnienia zrównoważonego rozwoju gospodarczego oraz ochrony środowiska. Wprowadzenie GOZ wymaga reform na każdym etapie cyklu życia produktu – od projektowania, przez pozyskiwanie surowców, przetwórstwo i produkcję, aż po konsumpcję i gospodarowanie odpadami. W przeciwieństwie do modelu gospodarki

linearnej, który polega na prostym „weź – wyprodukuj – zużyj – wyrzuć”, GOZ traktuje odpady jako surowce wtórne, możliwe do wykorzystania w produkcji. Dlatego przyjęcie zasad GOZ nie tylko przyczynia się do zmniejszenia negatywnego wpływu na środowisko, ale także stwarza nowe możliwości rozwoju gospodarczego i innowacji, wzmacniając konkurencyjność Polski na rynku międzynarodowym.

GOZ znajduje także coraz szersze zastosowanie – jako warunek wyjściowy w ramach innych aktów prawnych, podobnie jak zasada „efektywność energetyczna przede wszystkim”<sup>72</sup>. Przykładem jest wprowadzone w UE *rozporządzenie 2024/1252 dotyczące surowców krytycznych*, które nakłada na państwa członkowskie obowiązki wdrożenia środków mających na celu poprawę recyklingu odpadów posiadających surowce krytyczne. Państwa członkowskie i podmioty prywatne będą musiały zbadać potencjał odzysku surowców krytycznych z odpadów wydobywczych w ramach bieżącej działalności wydobywczej, ale także z historycznych składowisk odpadów wydobywczych. Aby zmniejszyć zależność od państw trzecich w zakresie dostępu do surowców krytycznych, UE wyznaczyła cel, aby do 2030 r., co najmniej 25% rocznego zużycia surowców strategicznych w UE pochodziło z wewnętrznego recyklingu.

**Polska będzie dążyła do wzrostu potencjału gospodarki o obiegu zamkniętym poprzez zmniejszenie zużycia surowców naturalnych, zwiększenie produktywności zasobów, innowacyjne zamówienia publiczne oraz eko-innowacje.**

**Do celów ogólnych w zakresie wzrostu efektywności gospodarki o obiegu zamkniętym można zaliczyć poniższe:**

- 1) Oszczędność zasobów – optymalizacja zużycia surowców naturalnych przez ponowne wykorzystanie materiałów i produktów;
- 2) Zwiększenie bezpieczeństwa surowcowego – zapewnienie stabilnego dostępu do niezbędnych surowców poprzez ich odzysk i ponowne użycie;
- 3) Zmniejszenie zużycia surowców pierwotnych – redukcja eksploatacji zasobów naturalnych poprzez wykorzystywanie surowców wtórnych;
- 4) Podniesienie jakości produktów – produkowanie produktów trwałych i łatwych do naprawy oraz recyklingu;
- 5) Wzrost innowacji – stymulowanie rozwoju nowych technologii i metod zarządzania zasobami;
- 6) Minimalizacja odpadów – ograniczenie ilości wytwarzanych odpadów przez efektywne zarządzanie zasobami i procesami produkcyjnymi.

**W kontekście transformacji klimatyczno-energetycznej** istotne jest zintegrowanie działań, które pozwolą na bardziej zrównoważone zarządzanie zasobami, redukcję emisji gazów cieplarnianych oraz ograniczenie zużycia surowców. W sektorze energetyki, kluczowym celem GOZ jest transformacja w kierunku zamknięcia cykli materiałowych i energetycznych. Oznacza to zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii, poprawę efektywności energetycznej, **w tym wykorzystanie ciepła odpadowego** oraz wdrażanie innowacyjnych technologii, które minimalizują negatywny wpływ na środowisko. Przykładem takich działań jest rozwój wytwarzania biometanu pochodzącego z odpadów.

W kontekście GOZ, istotne jest również optymalne wykorzystanie energii i materiałów, obejmujące zwiększenie efektywności systemów energetycznych, minimalizację strat ciepła oraz recykling odpadów poprocesowych, takich jak popioły i żużle. Wykorzystanie ciepła odpadowego z procesów przemysłowych do produkcji energii to kolejny krok w kierunku zamknięcia cyklu materiałów.

W przemyśle energochłonnym, takim jak produkcja cementu czy stali, zwiększenie efektywności GOZ jest szczególnie istotne ze względu na wysokie emisje gazów cieplarnianych związane z procesami produkcji. Cementownie są jednym z największych źródeł emisji CO<sub>2</sub>, głównie z powodu procesu

<sup>72</sup> Więcej w opisie wymiaru 3. oraz w Cel 3.1.2.

wypalania klinkieru oraz spalania paliw kopalnych. W ramach GOZ wdrażane są technologie pozwalające na recykling materiałów, np. wykorzystanie popiołów i żużli powstałych podczas spalania, które mogą być przetwarzane na nowe materiały budowlane czy wykorzystanie złomu stalowego w przemyśle stalowym. Dodatkowo, stosowanie alternatywnych paliw, takich jak odpady organiczne czy biogaz, może znacznie obniżyć emisje i zmniejszyć zależność od paliw kopalnych. Technologie wychwytu i wykorzystania CO<sub>2</sub> (CCU) odegrają rolę w przemyśle energochłonnym, przy założeniu wykorzystania wychwyconego dwutlenku węgla dla celów gospodarczych lub dekarbonizacji innych sektorów (np. sektora lotniczego). W przypadku przemysłu cementowego, integracja tych technologii z procesami produkcji będzie prowadzić do ograniczenia emisyjności i zminimalizowania wpływu na klimat. Rozwój branży biogazu i biometanu również stanowi istotny element strategii GOZ. Wykorzystanie biogazu i biometanu w systemach energetycznych oraz przemysłowych przyczyni się do zamknięcia cyklu obiegu materii organicznej, zmniejszenia zależności od paliw kopalnych oraz redukcji emisji gazów cieplarnianych.

W kontekście recyklingu i zagospodarowania zużytych pomp ciepła oraz ogniw fotowoltaicznych, konieczne jest opracowanie skutecznych rozwiązań w zakresie ich odpowiedzialnego zarządzania po zakończeniu okresu eksploatacji. Pompy ciepła, po zakończeniu okresu eksploatacji, mogą być poddawane recyklingowi, który obejmuje odzyskiwanie cennych materiałów, takich jak miedź, aluminium, stal oraz komponenty elektroniczne. Proces ten wymaga specjalistycznego podejścia, w tym bezpiecznego usuwania i recyklingu czynnika chłodniczego, który może być szkodliwy dla środowiska.

Podobnie, ogniwa fotowoltaiczne, które osiągnęły koniec swojej żywotności, mogą być poddawane recyklingowi, co pozwala na odzyskiwanie surowców takich jak szkło, aluminium, miedź oraz krzem. Proces recyklingu ogniw fotowoltaicznych jest bardziej skomplikowany ze względu na obecność toksycznych metali, takich jak ołów i kadm, które wymagają specjalistycznego przetwarzania.

## POLITYKA

Polityka w zakresie **gospodarki o obiegu zamkniętym** ma na celu stworzenie ram prawnych, ekonomicznych i społecznych, które wspierają transformację z tradycyjnego modelu gospodarki liniowej do modelu cyrkularnego. Kluczowe obszary tej polityki obejmują legislację i regulacje, inwestycje w infrastrukturę, wspieranie innowacji i badań, zachęty ekonomiczne, edukację i świadomość społeczną.

Aktualne strategie krajowe, takie jak *Polityka ekologiczna państwa 2030* oraz *Krajowy plan gospodarki odpadami 2028* kładą duży nacisk na implementację zasad GOZ. *Polityka ekologiczna państwa 2030* skupia się na zrównoważonym zarządzaniu zasobami i ochronie środowiska, podczas gdy *Krajowy plan gospodarki odpadami 2028* koncentruje się na zwiększeniu recyklingu, zmniejszeniu ilości odpadów składowanych oraz promowaniu odzysku surowców. Warto również wskazać, że zadania w zakresie pozyskiwania surowców ze źródeł antropogenicznych oraz wspieranie rozwoju gospodarki o obiegu zamkniętym jest jednym z celów szczegółowych realizowanych w ramach *Polityki Surowcowej Państwa 2050* ([link](#)).

Działaniom dotyczącym GOZ kierunek nadała także *Mapa drogowa transformacji w kierunku gospodarki o obiegu zamkniętym*, która wyznaczyła konkretne kroki i działania obszarowe.

## DZIAŁANIA

- Działanie 12. Pakiet wsparcia rozwoju rynku biometanu i biogazu
- Działanie 71. Wsparcie rozwoju biogazowni rolniczych
- Działanie 73. Ograniczenie marnotrawstwa żywności
- Działanie 78. Określanie celów i zasad prowadzenia trwale zrównoważonej gospodarki leśnej
- Działanie 87. Opracowanie strategii biogospodarki
- Działanie 102. Ograniczenie wykorzystania tworzyw sztucznych
- Działanie 103. Gospodarka o obiegu zamkniętym
- Działanie 121. Projekt badawczy - Redukcja metanu z powietrza wentylacyjnego w procesie transformacji górnictwa węgla kamiennego

- o Działanie 122. Analiza możliwości wdrożenia systemu wstrzymanej eksploatacji
- o Działanie 123. Aktualizacja Polityki Surowcowej Państwa

## Obszar 1.6. Adaptacja do zmian klimatu

Aktualnie obserwowany globalny wzrost temperatury przyczynia się do nasilenia oraz zmian częstotliwości występowania zjawisk ekstremalnych, takich jak nawalne deszcze, powodzie, podtopienia, fale upałów, susze, huragany, osuwiska. Z tego względu niezbędne jest nie tylko zapobieganie zmianom klimatu (**działania mitygacyjne**), ale także podejmowanie działań mających na celu **adaptację** do nich przez społeczeństwo, gospodarkę (w tym infrastrukturę) i środowisko.

W niniejszej części przedstawiono kierunki działań, mające na celu dostosowanie społeczeństwa, gospodarki i środowiska naturalnego do nowych warunków, w obliczu rosnących wyzwań związanych ze zmianami klimatycznymi, czyli **działania adaptacyjne**.

### Cel 1.6.1. Dążenie do adaptacji do zmian klimatu

Adaptacja do zmian klimatu to - obok mitygacji - jeden z dwóch filarów globalnej polityki klimatycznej. Po raz pierwszy konieczność zaangażowania się państw w ocenę potencjalnego wpływu zmian klimatu na różne obszary życia i opracowanie strategii jego ograniczania poprzez adaptację do tych zmian została dostrzeżona podczas forum Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (UNFCCC, ang. *United Nations Framework Convention on Climate Change*) w 2006 r. w Nairobi. W ślad za tym UE opracowała swoje dokumenty strategiczne w tym obszarze. W 2021 r. Komisja Europejska przedstawiła dokument *Budując Europę odporną na zmianę klimatu – nowa Strategia w zakresie przystosowania do zmiany klimatu*<sup>73</sup>. Główne cele formułowane na poziomie UE to: wzmocnienie bazy dowodowej z zakresu zmian klimatu, wprowadzenie adaptacji do kluczowych polityk UE, finansowanie adaptacji oraz wymiana wiedzy i dobrych praktyk. Polska również opracowała strategię adaptacji dla sektorów i obszarów wrażliwych na zmiany klimatu. Jej celem jest zapewnienie zrównoważonego rozwoju oraz efektywnego funkcjonowania gospodarki i społeczeństwa w warunkach zmieniającego się klimatu zarówno w celu ograniczenia gospodarczych i społecznych zagrożeń związanych ze zmianami klimatycznymi, jak również z myślą o uniknięciu kosztów wynikających z zaniechania działań na rzecz adaptacji.

Adaptacja do zmian klimatu wymaga dwutorowej implementacji. Obok inicjatyw ukierunkowanych przede wszystkim na przystosowanie do zmian klimatu, podejmowane działania powinny opierać się o włączanie aspektów adaptacji do polityk i działań, których realizacja wynika z innych potrzeb społeczno-gospodarczych.

#### W celu skuteczniejszej adaptacji do zmian klimatu Polska będzie dążyć do:

- zwiększania odporności sektora energetycznego – w tym infrastruktury liniowej – na ekstremalne zjawiska pogodowe,
- realizacji działań związanych z utrzymaniem i powiększaniem zasobów leśnych z uwzględnieniem adaptacji do zmian klimatu, w tym m.in. poprzez dostosowywanie składu gatunkowego drzewostanów do zmieniających się warunków klimatycznych,
  - zapewnienia odpowiednich zasobów wodnych i zwiększenia retencjonowania,
  - dostosowania rolnictwa i produkcji rolnej do zmian klimatu,

<sup>73</sup> Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, COM (2021) 82 final.



- lepszego dostępu do wiedzy i informacji celem budowania kompetencji wśród decydentów oraz upowszechnienia wiedzy o działaniach adaptacyjnych.

## POLITYKA

Adaptacja do zmian klimatu wymaga horyzontalnego podejścia oraz włączenia do realizacji poszczególnych polityk gospodarczych, tak aby podejmowane działania skutkowały wzmocnieniem odporności różnych sektorów gospodarki i obszarów życia społecznego.

Obowiązujący od 2013 r. **Strategiczny Plan Adaptacji dla sektorów i obszarów wrażliwych na zmianę klimatu do roku 2020 z perspektywą do roku 2030** (SPA 2020) ([link](#)) będzie podlegać aktualizacji, ale niezmiennie podejmowane działania muszą obejmować różne obszary m.in.: rolnictwo, leśnictwo, gospodarkę wodną, gospodarkę przestrzenną i budownictwo czy energetykę.

Poszczególne sektory mają różną podatność na zmianę klimatu i w związku z tym wymagają różnych, dostosowanych do nich działań. Adaptacja do zmian klimatu obejmuje działania bieżące stosowane m.in. w leśnictwie, rolnictwie, na terenach zurbanizowanych, a także strategiczne planowanie inwestycji infrastrukturalnych lub zagospodarowania terenów, tak aby były one odporne na skutki zmian klimatu. Rozwój nowej infrastruktury oraz planowanie przestrzenne powinny charakteryzować się odpornością na zmiany klimatu, efektywnością energetyczną oraz zgodnością z ideą gospodarki o obiegu zamkniętym. Konieczne jest także prowadzenie działań zintegrowanych pomiędzy poszczególnymi sektorami gospodarki oraz właściwe przypisanie zadań na różnych poziomach – krajowym, regionalnym i lokalnym. Aktualnie obowiązujący **Strategiczny Plan Adaptacji dla sektorów i obszarów wrażliwych na zmiany klimatu do roku 2020 z perspektywą do roku 2030** będzie podlegał aktualizacji, tak aby lepiej zaadresować tę kwestię. Poniżej wskazano główne obszary, których dotyczy adaptacja do zmian klimatu wraz z kierunkowymi działaniami:

- **Gospodarka wodna i strefa wybrzeża**

Niezbędne jest posiadanie aktualnych planów gospodarowania wodami na obszarach dorzeczy, planów zarządzania ryzykiem powodziowym, planów utrzymania wód, map zagrożenia powodziowego, map ryzyka powodziowego, aktualnego planu przeciwdziałania skutkom suszy oraz wstępnej oceny ryzyka powodziowego, przy jednoczesnym pokryciu potrzeb komunalno-bytowych i technologiczno-przemysłowych również uwzględniając potencjał wykorzystania ścieku oczyszczonego. Ponadto zasadna jest dalsza rozbudowa systemów monitoringu i informowania o warunkach hydrologicznych i niebezpiecznych zjawiskach hydrologicznych i meteorologicznych na terenie kraju, a także zapobieganie degradacji linii brzegowych oraz rozwój monitoringu stref przybrzeżnych.

- **Rolnictwo**

Działania adaptacyjne obejmują retencję wody, działania na rzecz walki z chorobami zwierząt, wsparcie inwestycyjne, a także działania związane z ochroną zdrowia gleby, zwiększanie potencjału sekwestracji węgla w glebie czy ochronę bioróżnorodności. Są one realizowane w ramach PS WPR 2023-2027 poprzez wdrożenie ekoschematów, działań rolno-środowiskowo-klimatycznych oraz działań zalesieniowych, a także poprzez normy warunkowości (środowiskowej) WPR. Szczegółowe informacje na temat zagadnienia znajdują się w części Cel 1.2.5.

- **Leśnictwo**

Skutki zmian klimatu mają negatywny wpływ na potencjał pochłaniania emisji gazów cieplarnianych. Do kluczowych działań sprzyjających adaptacji zaliczyć można: zwiększanie różnorodności strukturalnej i gatunkowej drzewostanów, zachowanie i zwiększanie wewnątrzgatunkowej zmienności genetycznej, zwiększanie odporności poszczególnych osobników na stresy o charakterze abiotycznym i biotycznym, przebudowa drzewostanów odznaczających się wysokim poziomem ryzyka powstania różnego rodzaju szkód, niedopuszczanie do nadmiernego wzrostu zasobności

drzewostanów, zwiększanie obiektów małej retencji wodnej. Szczegółowe informacje na temat zagadnienia znajdują się w części Cel 1.3.1.

- **Transport**

Realizacja polityki transportowej mająca zapewnić m.in. nieprzerwaną dostępność infrastruktury transportowej wymaga wdrażania norm budowlanych i projektowych, które zwiększą odporność infrastruktury transportu drogowego na ekstremalne zjawiska pogodowe. Normy te obejmują odpowiedni dobór materiałów, systemów odprowadzania wód i infiltracji, konstrukcję dróg, linii kolejowych, wiaduktów mostów czy tuneli z uwzględnieniem potencjału powodziowego, jak również sytuowanie roślinności (np. chroniącej przed nasłonecznieniem), w odpowiedniej odległości od dróg i linii kolejowych. Również pojazdy i tabor kolejowy wymagają dostosowania do ekstremalnych warunków pogodowych, a przede wszystkim zapewnienia wysoko efektywnego wykorzystania energii. Szereg wyzwań stoi także przed sektorem lotniczym, gdyż budowa i modernizacja lotnisk powinny zapewniać ograniczenie wpływu skrajnych warunków na funkcjonowanie lotnisk.

- **Gospodarka przestrzenna, w tym na obszarach miejskich**

Adaptacja do zmian klimatu w wielu obszarach wiąże się z planowaniem przestrzennym. Skuteczne planowanie przestrzenne umożliwia zabezpieczenie przed skutkami gwałtownych zjawisk pogodowych, ograniczanie i eliminowanie miejskich wysp ciepła, a także adaptację dużych inwestycji infrastrukturalnych do zmieniających się warunków klimatycznych.

Jest to instrument, który może w znacznym stopniu zwiększyć efektywność i skuteczność adaptacji do zmian klimatu w Polsce. Adaptacja do zmian klimatu ma szczególne znaczenie na obszarach miejskich, ze względu na oddziaływanie zjawisk ekstremalnych na duże skupiska ludzi. Skuteczne planowanie przestrzenne poprawia bezpieczeństwo mieszkańców i jakość ich życia poprzez tworzenie przestrzeni odpornych na skutki zmian klimatu. Z tego względu *Krajowa Polityka Miejska* ([link](#)) w szczególny sposób podkreśla konieczność zabezpieczenia dostępu do wody pitnej ze względu na susze, dostosowanie infrastruktury miejskiej do opadów nawałnych (czemu nie sprzyja tzw. zabetonowanie), zapobieganie powodziom, w tym poprzez zapewnianie małej retencji, a także ochrony terenów zalewowych. Znaczącą rolę w zwiększaniu retencji na obszarach miejskich ma rozwój niebiesko-zielonej infrastruktury, czyli system rozproszonych rozwiązań o różnej skali, które służą zagospodarowaniu wód opadowych. Niezwykle ważna jest zieleń miejska (odpowiednio dobrana, usytuowana i pielęgnowana), która obniża temperaturę w danych przestrzeniach poprzez zacienienie i wpływa łagodząco na efekt miejskiej wyspy ciepła, poprawia jakość wody i powietrza, spowalnia spływ powierzchniowy, utrzymuje bioróżnorodność oraz ma korzystny wpływ na ludzkie zdrowie i komfort życia. Funkcjonalnym narzędziem określenia polityki adaptacyjnej i koordynacji jej wdrażania są *miejskie plany adaptacji do zmian klimatu* (MPA). W ramach projektu pn. „Opracowanie planów adaptacji do zmian klimatu w miastach powyżej 100 tys. mieszkańców”, realizowanego przez Ministerstwo Środowiska w latach 2017-2019 wspólnie z największymi miastami w Polsce, współfinansowanego ze środków Unii Europejskiej z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014-2020, dla 44 miast przygotowane zostały dokumenty zawierające diagnozę zagrożeń klimatycznych i identyfikację sektorów najbardziej wrażliwych na czynniki klimatyczne. Zgodnie z obowiązującym prawem, wszystkie miasta liczące co najmniej 20 tys. mieszkańców są zobowiązane do uchwalenia MPA do 2 stycznia 2028 r. Częścią składową dokumentów będzie koncepcja zazieleniania miasta, w tym zwiększania powierzchni terenów zieleni i zadrzewień, oraz koncepcja zagospodarowania wód opadowych i roztopowych na terenie miasta.

- **Budownictwo**

Budynki muszą być dostosowane nie tylko do coraz wyższych temperatur i okresowych mrozów, lecz także do niespotykanych dotychczas huraganów, podwyższonych poziomów wód gruntowych i zagrożeń związanych z osuwiskami. Uciążliwość upału zwiększa znaczenie efektywności energetycznej, w tym m.in. izolacyjności cieplnej przegród, systemów zacienienia fasad, systemów wentylacji i klimatyzacji z odzyskiem ciepła (chłodu) i wilgoci oraz instalacji wykorzystujących pompy ciepła z możliwością wykorzystania ich na potrzeby chłodzenia i odzysku ciepła. Nawalne deszcze i susze motywują do poszukiwania rozwiązań innych niż odprowadzanie wód bezpośrednio do

kanalizacji. W celu ograniczenia szkód związanych z osuwiskami najważniejszym rozwiązaniem jest lokowanie budynków poza terenami zagrożonymi. Wdrażanie nowych regulacji wynikających z dyrektywy 2024/1275 w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, której kolejne wersje podnoszą standardy efektywności energetycznej budynków, wskazuje na coraz niższe potrzeby energetyczne oraz promuje wykorzystanie odnawialnych i lokalnych źródeł energii. Działania te służą redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz wspierają adaptację budynków do postępujących zmian klimatu. Szczegółowe informacje na temat zagadnienia znajdują się w części Obszar 2.2.

- **Energetyka**

Adaptacja w sektorze energetycznym dotyczy w największym stopniu infrastruktury przesyłu i dystrybucji energii, która jest szczególnie narażona na ekstremalne zjawiska pogodowe. Z tego względu oprócz wdrażania standardów wspierających odporność infrastruktury liniowej, istotne jest kablowanie sieci średnich napięć na obszarach leśnych, jak również instalowanie urządzeń wspierających identyfikację awarii. Adaptacji do zmian klimatu sprzyja także rozwój energetyki rozproszonej, dzięki czemu produkcja i dostawy energii mogą odbywać się w niewielkiej odległości, a jednocześnie pochodzić z lokalnych zeroemisyjnych źródeł. Wymaga to dodatkowo rozwoju zarządzania pracą systemu na poziomie lokalnym, ponieważ obecnie wyspowa praca sieci jest utrudniona. Istotne znaczenie ma również magazynowanie energii, rozwój narzędzi zarządzania popytem oraz dodatkowych źródeł energii, które pozwolą na ciągłość dostaw przy niesprzyjającej pogodzie oraz przy zwiększonym zapotrzebowaniu na energię. W ciepłownictwie systemowym - obok rozwoju zeroemisyjnych źródeł - pozytywnym kierunkiem działań jest dostosowywanie istniejących i budowa nowych sieci w systemie niskotemperaturowym z uwzględnieniem możliwości odbioru ciepła odpadowego pozwalającego na chłodzenie przyłączanych obiektów.

## DZIAŁANIA

- Działanie 39. Utworzenie stref czystego transportu
- Działanie 42. Modernizacja taboru i infrastruktury kolejowej oraz rozbudowa lokalnej i regionalnej infrastruktury kolejowej
- Działanie 66. Stosowanie warunkowości (środowiskowej) w ramach WPR
- Działanie 67. Stosowanie ekoschematów w ramach WPR
- Działanie 68. Działania rolno-środowiskowo-klimatyczne w ramach WPR
- Działanie 69. Wsparcie w zakresie rolnictwa ekologicznego w ramach WPR
- Działanie 77. Przygotowanie planów gospodarowania zasobami wodnymi w lasach
- Działanie 78. Określanie celów i zasad prowadzenia trwale zrównoważonej gospodarki leśnej
- Działanie 82. Przeciwdziałanie zamieraniu lasów
- Działanie 83. Określenie kierunkowych zadań z zakresu ochrony przeciwpożarowej lasu
- Działanie 84. Odtworzenie oraz zachowanie obszarów bagiennych, torfowisk i terenów podmokłych
- Działanie 85. Rozwój małej retencji wodnej i retencji krajobrazowej
- Działanie 89. Opracowanie i wdrażanie Krajowego Planu Odbudowy Zasobów Przyrodniczych
- Działanie 93. Wsparcie rozwoju gospodarki wodno-ściekowej
- Działanie 95. Identyfikacja i remediacja miejsc, w których występuje zanieczyszczenie powierzchni ziemi
- Działanie 98. Zapobieganie procesom degradacji gruntów naturalnych oraz użytkowanych w celach rolniczych i leśnych
- Działanie 99. Wspieranie rekultywacji gruntów zdegradowanych i zdewastowanych
- Działanie 100. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW „Ochrona powierzchni ziemi”
- Działanie 101. Instrument finansowy – Programy NFOŚiGW wspierające adaptację do zmian klimatu



## **Wymiar 2.**

### Poprawa efektywności energetycznej



Poprawa efektywności energetycznej jest działaniem przynoszącym korzyści w wymiarze gospodarczym, jak i społecznym. Efektywność energetyczna to nie tylko redukcja zużycia energii, ale również zwiększenie jej wydajności, co prowadzi do obniżenia kosztów operacyjnych, poprawy konkurencyjności gospodarczej oraz zmniejszenia negatywnego wpływu na środowisko.

Stosowanie zasady „**efektywność energetyczna przede wszystkim**”, czyli priorytetowe traktowanie działań mających na celu zmniejszenie zapotrzebowania na energię przed podejmowaniem decyzji o zwiększeniu podaży energii – pozwala na maksymalne wykorzystanie dostępnych zasobów energetycznych przy jednoczesnym minimalizowaniu strat energii na każdym etapie jej przetwarzania i użytkowania.

Redukcja potrzeb energetycznych przyczynia się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego, a uwzględnianie zasady „**efektywność energetyczna przede wszystkim**” w planowaniu polityk i inwestycji powoduje, że efektywność energetyczna może być traktowana w niektórych przypadkach jako źródło energii (wirtualnie). Korzyści płynące ze zmniejszonego zużycia energii powodują, że dążenie do wzrostu efektywności energetycznej określone zostało **drugim wymiarem unii energetycznej**.

W niniejszej części KPEiK przedstawiono założenia i cele dotyczące osiągnięcia określonych poziomów zużycia energii w całej gospodarce, z uwzględnieniem wzorcowej roli administracji publicznej, a także określono cele w obszarze zużycia energii przez budynki (nowe i istniejące), gdyż odpowiadają one za największe ilości zużywanej energii w Europie.

## Obszar 2.1. Poprawa efektywności energetycznej w gospodarce

W tej części wskazano cele ogólne dotyczące całej gospodarki w zakresie wielkości zużycia energii pierwotnej (ang. *primary energy consumption*, PEC) oraz końcowego zużycia energii (ang. *final energy consumption*, FEC), a także oszczędności energii osiąganych w każdym roku. Przedstawione zostały również zadania sektora publicznego w ramach pełnienia wzorcowej roli administracji publicznej w obszarze poprawy efektywności energetycznej.

*W uproszczeniu – energia pierwotna to energia surowców lub OZE, natomiast **finalne zużycie energii** (lub energia finalna) to energia, która została dostarczona do odbiorcy końcowego, z wyłączeniem potrzeb przemian energetycznych i strat.*

Dyrektywa 2023/1791 w sprawie efektywności energetycznej – tzw. dyrektywa EED ustanawia ramy działań mających na celu poprawę efektywności energetycznej w całej UE, aby zapewnić osiągnięcie unijnego celu w zakresie efektywności energetycznej na 2030 r. Unijny cel określono jako redukcję zużycia energii końcowej o **11,7% w odniesieniu do prognoz tzw. scenariusza referencyjnego PRIMES 2020** opracowanego przez Komisję Europejską<sup>74</sup>. Ponadto państwa członkowskie mają wspólnie zapewnić, aby zużycie w UE w 2030 r. energii finalnej nie przekroczyło 763 Mtoe, a w zakresie energii pierwotnej nie było większe niż 992,5 Mtoe. Każde państwo członkowskie wyznacza orientacyjne krajowe wkłady w zakresie zużycia energii finalnej oraz energii pierwotnej<sup>75</sup>. Opublikowana w grudniu

<sup>74</sup> Scenariusz referencyjny pokazuje prognozy ogólnogospodarcze i klimatyczno-energetyczne w oparciu o ramy polityczne wprowadzone do 2020 r. W odniesieniu do Polski prognozy są zbliżone do tych, które prezentuje scenariusz WAM w KPEiK przekazany Komisji Europejskiej w 2019 r.

<sup>75</sup> Cele dotyczące poprawy efektywności energetycznej określone w KPEiK z 2019 r. odnoszą się do scenariusza PRIMES 2007, natomiast zgodnie ze zrewidowaną dyrektywą EED w aKPEiK cele są wyznaczane w stosunku do scenariusza PRIMES 2020.



2023 r. ocena KE wskazuje, że wiele państw członkowskich stoi przed znacznymi wyzwaniami w zakresie sprostania poziomowi ambicji wkładów krajowych do realizacji tych celów<sup>76</sup>.

Poniżej przedstawiono ścieżki zużycia energii pierwotnej i finalnej według scenariuszy WEM i WAM oraz w scenariuszach PRIMES 2007 i PRIMES 2020 dla Polski (z korektą dla 2030 r. przekazaną przez Komisję Europejską w styczniu 2024 r.) oraz wartości wyznaczone dla Polski na podstawie formuły określonej w załączniku I do dyrektywy EED.

Jednocześnie podkreślić należy znaczenie zasady „efektywność energetyczna przede wszystkim”, wprowadzonej w rozporządzeniu UE 2018/1999. Zgodnie z jej założeniami, przed podjęciem decyzji dotyczących planowania, polityki i inwestycji należy przeanalizować, czy cele zostaną osiągnięte w taki sposób, aby produkowane i wykorzystywane było tylko tyle energii, ile potrzeba. Ponadto, wdrażane rozwiązania powinny być racjonalne pod względem technicznym, ekonomicznym i ekologicznym. Zasadę należy stosować, uwzględniając podejście oparte na efektywności i integracji systemu, a także biorąc pod uwagę perspektywę społeczną i zdrowotną. W rezultacie zasada „efektywność energetyczna przede wszystkim” powinna przyczynić się do zwiększenia efektywności poszczególnych sektorów i całego systemu energetycznego.

Szczegółowe wyniki prognoz dotyczących finalnego zużycia energii i zużycia energii pierwotnej znajdują się w załączniku 1 oraz w załączniku 2 do KPEiK w rozdziale 2. Wymiar „efektywność energetyczna”.

Tabela 3. Zużycie energii pierwotnej oraz energii finalnej [Mtoe]

| Zużycie energii pierwotnej [Mtoe] |        |       |        | Zużycie energii finalnej [Mtoe] |        |      |       |
|-----------------------------------|--------|-------|--------|---------------------------------|--------|------|-------|
|                                   | 2020   | 2030  | 2040   |                                 | 2020   | 2030 | 2040  |
| PRIMES 2007                       | 109,8  | 118,6 | 119,8* | PRIMES 2007                     | 77,4   | 85,5 | 86,8* |
| PRIMES 2020                       | 85,7   | 93,3  | 81,0   | PRIMES 2020                     | 62,7   | 67,2 | 64,8  |
| Według formuły EED                | 96,9** | 79,9  | –      | Według formuły EED              | 71,1** | 58,5 | –     |
| Prognoza KPEiK WEM                |        |       |        | Prognoza KPEiK WEM              |        |      |       |
|                                   | 96,9** | 85    | 76,7   |                                 | 71,1** | 66,8 | 59,8  |
| Prognoza KPEiK WAM                |        |       |        | Prognoza KPEiK WAM              |        |      |       |
|                                   | 96,9** | 80,7  | 70     |                                 | 71,1** | 64,4 | 55,6  |

\* wartość ekstrapolowana \*\* dane historyczne

<sup>76</sup> Ocena projektów aKPEiK przekazanych przez państwa członkowskie, wskazuje na znaczącą lukę w realizacji celów dot. redukcji zużycia energii pierwotnej i finalnej ze względu na ograniczone możliwości poszczególnych krajów. *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions – EU wide assessment of the draft updated National Energy and Climate Plans An important step towards the more ambitious 2030 energy and climate objectives under the European Green Deal and RePowerEU*, [link](#)

## Cel 2.1.1. Wkład Polski w zakresie zużycia energii pierwotnej

Dyrektywa EED wskazuje, że państwa członkowskie UE wspólnie powinny dążyć do osiągnięcia orientacyjnego celu, zgodnie z którym zużycie energii pierwotnej w Unii nie powinno przekroczyć 992,5 Mtoe w 2030 r.<sup>77</sup>

Krajowe wkłady do realizacji celu UE powinny być określone na podstawie jednej z metod określonych w dyrektywie EED, w tym na podstawie formuły z załącznika I do EED, która uwzględnia dotychczasowe działania w zakresie poprawy efektywności energetycznej, PKB na mieszkańca, energochłonność i potencjał optymalnej oszczędności energii. **Dla Polski orientacyjny wkład krajowy powinien prowadzić do ograniczenia zużycia energii pierwotnej o 14,4% w porównaniu do prognozy w scenariuszu PRIMES 2020.** Natomiast zgodnie z prognozami Polska w 2030 roku może osiągnąć redukcję zużycia energii pierwotnej na poziomie 8,9 % w scenariuszu WEM oraz 13,5% w scenariuszu WAM w porównaniu do prognozy w scenariuszu PRIMES 2020.

Energia pierwotna to energia zawarta w pierwotnych nośnikach energii – w węglu, ropie naftowej, gazie ziemnym oraz energia pozyskiwana bezpośrednio ze środowiska – energia wody, wiatru, słoneczna, geotermalna wykorzystywana do wytwarzania energii elektrycznej, ciepła lub chłodu oraz biomasa

W KPEiK z 2019 r. cel Polski w tym zakresie wynosił -23% w stosunku do PRIMES 2007 (-27,3 Mtoe). Aktualny poziom oczekiwany dla Polski na podstawie formuły z EED wynosi w odniesieniu do PRIMES 2007 aż -32%. W wartościach bezwzględnych oznacza to, że zużycie energii pierwotnej powinno być w 2030 r. niższe niż w 2020 r., w którym nastąpiło spowolnienie gospodarcze wywołane pandemią COVID-19.

**Polska będzie dążyć do osiągnięcia w 2030 r. redukcji zużycia energii pierwotnej na poziomie 14,4% w porównaniu do prognoz PRIMES2020, tj. zredukowanie zużycia do poziomu 79,9 Mtoe – jako wkład orientacyjny do celu UE.**

Poniżej przedstawiono dane historyczne oraz orientacyjną trajektorię wyznaczoną zgodnie z formułą EED, a na rysunku zestawiono prognozę KPEiK z orientacyjną trajektorią według formuły EED.

Tabela 4. Historyczne zużycie energii pierwotnej w latach 2014-2023 uwzględnione przy wyznaczaniu orientacyjnej trajektorii wkładu krajowego [ktoe]

| 2014   | 2015   | 2016   | 2017   | 2018    | 2019    | 2020   | 2021    |
|--------|--------|--------|--------|---------|---------|--------|---------|
| 89 494 | 90 054 | 94 832 | 99 076 | 104 059 | 100 195 | 96 859 | 103 950 |

Źródło: EUROSTAT – Energy efficiency

Tabela 5. Orientacyjna trajektoria realizacji wkładu krajowego w zakresie energii pierwotnej w latach 2022-2030 (wyznaczona wg formuły) [ktoe]

| 2022    | 2023    | 2024    | 2025    | 2026   | 2027   | 2028   | 2029   | 2030   |
|---------|---------|---------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 103 842 | 103 734 | 103 734 | 103 734 | 98 973 | 94 213 | 89 453 | 84 692 | 79 932 |

<sup>77</sup> Art. 4 dyrektywy EED.

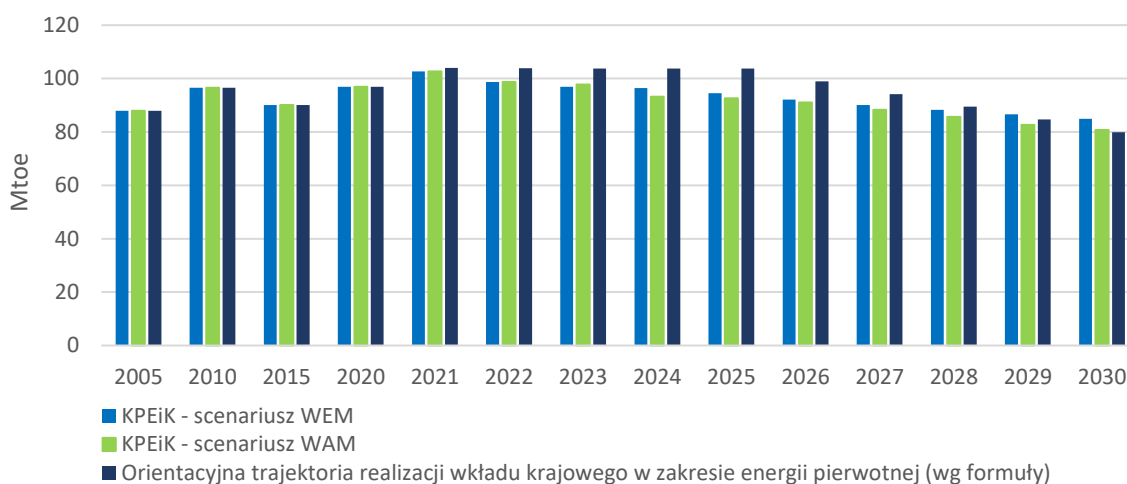


## POLITYKA

Ograniczenie zużycia energii pierwotnej będzie rezultatem zmian, zachodzących w całej gospodarce. Kluczową rolę w osiągnięciu celu odegra stosowanie zasady „efektywność energetyczna przede wszystkim”, co powinno służyć redukcji zapotrzebowania na energię. Kluczowe znaczenie dla redukcji zużycia energii pierwotnej będzie miało także zwiększanie wykorzystania energii z OZE w produkcji energii elektrycznej i ciepłej<sup>78</sup>.

Priorytetem w zakresie ograniczenia zużycia energii jest intensywne wdrażanie wysokich standardów efektywności energetycznej, które będą wspierać rozwój energooszczędnych technologii oraz optymalizację procesów przemysłowych, modernizację budynków mieszkalnych i komercyjnych. Ważne dla sektora budynkowego jest również podawanie energii pierwotnej (całkowitej) rozumianej jako energia pochodząca z odnawialnych i nieodnawialnych źródeł, która nie została poddana żadnemu procesowi przemiany lub transformacji. Zwiększenie świadomości społecznej na temat korzyści płynących z efektywności energetycznej poprzez kampanie edukacyjne oraz programy szkoleniowe przyczyni się wspólnie do ograniczenia finalnego zużycia energii.

Ograniczenie zużycia energii pierwotnej będzie rezultatem różnorodnych działań i przedsięwzięć, jednak ze względu na to, że finalne zużycie energii w wyższym stopniu odzwierciedla efektywność procesów, opis polityki i działań poprawy efektywności energetycznej został uwzględniony w ramach celów dotyczących finalnego zużycia energii.



Wykres 9. Zużycie energii pierwotnej do 2030 r. zgodnie z formułą EED i według KPEiK [Mtoe]

### Cel 2.1.2. Wkład Polski w zakresie finalnego zużycia energii

Zgodnie z dyrektywą EED państwa członkowskie UE powinny zapewnić zmniejszenie zużycia energii do 2030 r. o co najmniej 11,7%

**Finalne zużycie energii** to zużycie paliw (wykorzystywanych bezpośrednio np. w piecu indywidualnym lub w postaci benzyny do auta) lub energii (postaci ciepła sieciowego lub energii elektrycznej) dostarczonej **odbiorcy końcowemu**

<sup>78</sup> Energia elektryczna wytwarzana z OZE jest traktowana jako równa energii pierwotnej, natomiast wytworzenie energii elektrycznej z paliw konwencjonalnych musi uwzględniać straty przetwarzania. W efekcie na wytworzenie 1 MWh energii np. z węgla kamiennego potrzeba 2,5–3 MWh energii pierwotnej, a z elektrowni wiatrowej – 1 MWh.

w porównaniu z prognozami PRIMES 2020<sup>79</sup>, tak aby końcowe zużycie energii w UE nie przekraczało 763 Mtoe. W związku z tym każde państwo członkowskie UE powinno określić orientacyjny wkład w realizację tego celu wraz z orientacyjną trajektorią. Podobnie jak w przypadku wkładu krajowego w zakresie energii pierwotnej należy skorzystać z formuły, zgodnie z którą **wartość ta wyniosła 12,8% w odniesieniu do scenariusza referencyjnego PRIMES 2020<sup>80</sup>**.

W porównaniu do PRIMES 2007 oczekiwana redukcja finalnego zużycia energii (79,7 Mtoe) wynosiłaby 39%. Prognozy w KPEiK z 2019 r. wskazywały redukcję finalnego zużycia energii o 27,4% (-18,4 Mtoe) w porównaniu do PRIMES 2007.

Trzeba zauważyć, że Polska wciąż jest krajem, w którym zużycie energii *per capita* jest istotnie poniżej średniej unijnej<sup>81</sup>. Wzrost gospodarczy (inicjujący nowe procesy) i potrzeba podnoszenia poziomu życia generują potrzebę wyższego globalnego zużycia energii, mimo wyboru wysoko efektywnych rozwiązań. Przykładowo, podczas gdy gospodarstwa domowe państw wyżej rozwiniętych wymieniają sprzęty na te o wyższej efektywności, polskie gospodarstwa domowe wyposażają się w niektóre sprzęty po raz pierwszy, co powoduje wyższe zużycie mimo zakupu sprzętów o wysokiej klasie energetycznej.

Jednocześnie należy podkreślić, że prognozy rozwoju gospodarczego dla Polski są dodatnie. Dlatego może wystąpić sytuacja, w której nastąpi zmniejszenie tempa wzrostu zużycia energii, zamiast istotnego zmniejszania zużycia, również biorąc pod uwagę istotną poprawę wydajności procesów i spadek energochłonności urządzeń. Pomimo istnienia ww. wrażliwości prognoz, aktualne trendy wskazują na spadek końcowego zużycia energii, niemniej nie tak ambitny jak przewidywania Komisji Europejskiej. Natomiast zgodnie z prognozami Polska w 2030 roku może osiągnąć redukcję zużycia energii finalnej na poziomie 0,6% w scenariuszu WEM oraz 4,2% w scenariuszu WAM w porównaniu do prognoz w scenariuszu PRIMES 2020.

**Polska będzie dążyć do osiągnięcia w 2030 r. redukcji finalnego zużycia energii o 12,8% (-8,6 Mtoe) w porównaniu do prognoz PRIMES 2020, zgodnie z formułą określoną w dyrektywie EED tj. zredukowanie zużycia energii do poziomu 58,5 Mtoe – jako wkład orientacyjny do celu UE.**

Poniżej przedstawiono dane historyczne oraz orientacyjną trajektorię według formuły EED, a na rysunku zestawiono prognozę KPEiK z orientacyjną trajektorią według formuły EED.

*Tabela 6. Historyczne zużycie energii finalnej w latach 2012-2021 uwzględnione przy wyznaczaniu orientacyjnej trajektorii wkładu krajowego [ktoe]*

| 2014   | 2015   | 2016   | 2017   | 2018   | 2019   | 2020   | 2021   |
|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 61 547 | 62 299 | 66 601 | 70 899 | 74 879 | 73 730 | 71 145 | 75 154 |

Źródło: EUROSTAT – Energy efficiency

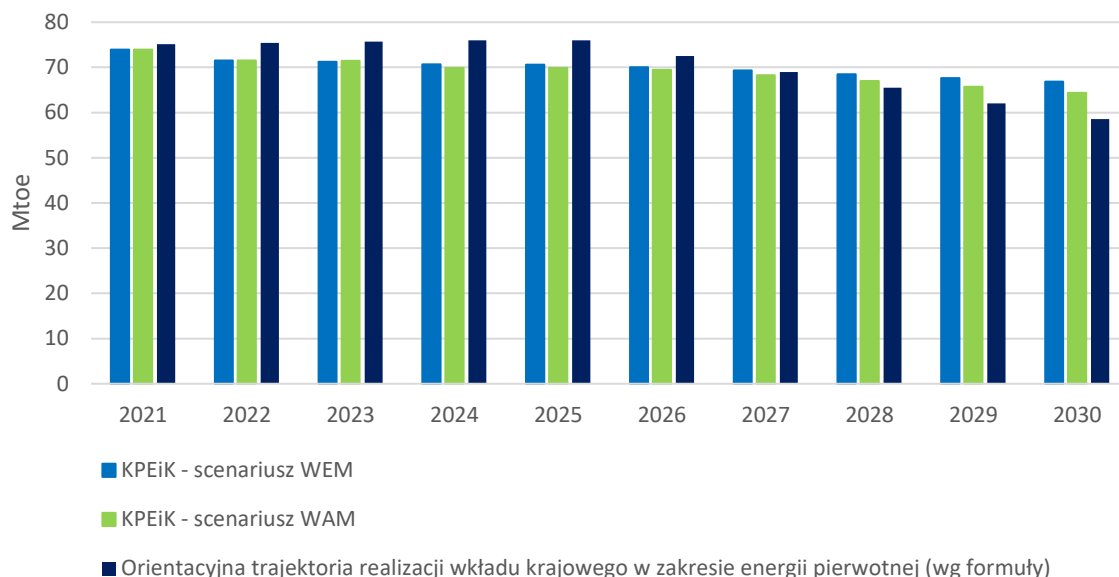
*Tabela 7. Orientacyjna trajektoria realizacji wkładu krajowego w zakresie energii finalnej w latach 2022–2030 (wyznaczona wg formuły) [ktoe]*

| 2022   | 2023   | 2024   | 2025   | 2026   | 2027   | 2028   | 2029   | 2030   |
|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 75 428 | 75 703 | 75 978 | 75 978 | 72 488 | 68 999 | 65 510 | 62 021 | 58 532 |

<sup>79</sup> Art. 4 dyrektywy EED.

<sup>80</sup> Skorygowany scenariusz PRIMES 2020 ze stycznia 2024 r. Przed korektą prognoz na 2030 r. przekazaną przez KE w styczniu 2024 r. wartość wynosiła 12,6%.

<sup>81</sup> W 2019 r. zużycie energii *per capita*: Polska – 2 751 kgoe/rok, UE – 3349 kgoe/rok, Źródło: Eurostat.



Wykres 10. Zużycie energii finalnej do 2030 r. zgodnie z formułą EED i według KPEiK [Mtoe]

## POLITYKA

Ograniczenie zużycia energii finalnej będzie rezultatem szeregu wdrożonych przedsięwzięć, jak również realizacji ambitnych działań służących poprawie efektywności energetycznej wynikających z wdrożenia dyrektywy EED.

Końcowe zużycie energii dzieli się według sektorów – przemysł, transport, gospodarstwa domowe (mieszkalnictwo) i usługi. Mając jednak na uwadze wzorcową rolę sektora publicznego, odrębnie podchodzi się do działań proefektywnościowych w tym podsektorze. Oddzielnie określa się także działania w odniesieniu do wytwarzania i transportu energii elektrycznej i ciepła.

W każdym przypadku kluczową rolę powinno odegrać stosowanie zasady „efektywność energetyczna przede wszystkim”, zgodnie z którą przed podjęciem decyzji dotyczących nowych polityk i inwestycji należy przeanalizować, czy cele tych polityk i inwestycji zostaną osiągnięte w taki sposób, aby produkowane i wykorzystywane było tylko tyle energii, ile potrzeba. Jednocześnie zastosowane rozwiązania powinny być racjonalne pod względem technicznym, ekonomicznym i ekologicznym.

W celu poprawy efektywności energetycznej w krajowej gospodarce kluczowym narzędziem pozostanie **system świadectw efektywności energetycznej (z mechanizmem opłaty zastępczej), tzw. system „białych certyfikatów”**, który nakłada coroczny obowiązek oszczędności energii na podmioty zobligowane. Podmiotami zobowiązanymi są przedsiębiorstwa sprzedające energię elektryczną, ciepło sieciowe, paliwa gazowe odbiorcom końcowym oraz podmioty paliwowe wprowadzające do obrotu paliwa ciekłe. Obowiązek ten może zostać wypełniony przez zrealizowanie przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej u odbiorcy końcowego, zrealizowanie programu bezzwrotnych dofinansowań w celu współfinansowania przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, wykazanie wysokiej efektywności w stosunku do rozwiązań klasycznych lub standardów rynkowych lub uzyskanie/zakupienie białych certyfikatów. Warto jednak podkreślić, że celem systemu jest to, aby każdy, kto spełni określone wymagania, tzn. m.in. przedstawi audyt efektywności energetycznej dla określonej inwestycji, otrzymał korzyść w postaci praw majątkowych wynikających ze świadectw efektywności

energetycznej. System jest zatem mechanizmem rynkowym, stwarzającym zachętę do realizacji zadań z zakresu poprawy efektywności.

Ponadto określone zostały dodatkowe rozwiązania, tzw. **środki alternatywne**, które stanowią uzupełnienie dla systemu podstawowego. Zalicza się do nich poniższe:

- **Fundusz Termomodernizacji i Remontów – Program TERMO;**
- **Ulga podatkowa dotycząca wydatków poniesionych na termomodernizację jednorodzinnych budynków mieszkalnych;**
- **Rozwój publicznego transportu zbiorowego w miastach;**
- **Poprawa efektywności energetycznej budynków mieszkalnych;**
- **Efektywny energetycznie sektor publiczny.**

Oba zestawy narzędzi stanowią odpowiedź na zobowiązanie z art. 8 dyrektywy EED, zgodnie z którym każde państwo członkowskie UE jest zobowiązane do generowania corocznie określonych oszczędności końcowego zużycia energii (1,3–1,9% w zależności od okresu do 2030 r.). *Kwestia tego obowiązku została szerzej opisana w sekcjach: Cel 2.1.3., a także załączniku 4 do KPEiK.*

Dane historyczne dotyczące **wskaźników energochłonności końcowej** PKB w podziale na sektory wskazują, że w 2020 r. najwyższy poziom tego wskaźnika występował w gospodarstwach domowych (1405 toe/mln EUR'2020), a następnie w transporcie (1066 toe/mln EUR'2020)<sup>82</sup>. Prognoza wskazuje, że największe tempo redukcji intensywności zużycia energii następować będzie w sektorze transportu. Szczególną uwagę należy zwrócić na gospodarstwa domowe oraz sektor publiczny, które bez odpowiedniego wsparcia mogą mieć szczególnie problem z poradzeniem sobie wyzwaniom związanym z redukcją zapotrzebowania na energię.

Poniżej wskazano kierunkowe obszary działań, które powinny być uwzględniane przez poszczególne sektory w ramach dążenia do poprawy efektywności energetycznej:

- **Przemysł i usługi** – działania ukierunkowane na obniżenie energochłonności procesów; wdrażanie systemów zarządzania zużyciem energii, w tym eliminowanie zbędnego oświetlenia, zasilania urządzeń i ogrzewania nieskorelowanego z zapotrzebowaniem; wykorzystanie ciepła odpadowego; termomodernizacja poprzedzona audytem energetycznym; wymiana źródeł energii na bardziej efektywne oraz bezemisyjne;
- **Transport** – rozwijanie inteligentnych systemów transportowych; popularyzacja oszczędnej jazdy; rozwój publicznego transportu zbiorowego; zastępowanie wyeksploatowanej floty pojazdami o wyższej sprawności, zwłaszcza bezemisyjnymi; zmniejszenie wykorzystania transportu indywidualnego;
- **Gospodarstwa domowe (mieszkalnictwo)** – termomodernizacja poprzedzona audytem energetycznym oraz zakończona świadectwem charakterystyki energetycznej; wymiana źródeł ciepła na bardziej efektywne oraz nisko- i bezemisyjne; podłączenie do systemu ciepłowniczego; racjonalne wykorzystanie ciepła i energii elektrycznej;
- **Wytwarzanie i dostawy energii** – popularyzacja rozproszonej produkcji energii; stosowanie wysokosprawnej kogeneracji oraz lokalnych źródeł energii; efektywna dystrybucja ciepła i chłodu, w tym zastosowanie sieci niskotemperaturowych; efektywne dostawy energii elektrycznej;
- **Sektor publiczny** – uwzględnianie kryterium efektywności energetycznej w zamówieniach publicznych; realizacja zadań związanych z wzorcową rolą sektora w zakresie efektywności energetycznej oraz realizacja modernizacji przy wykorzystaniu umów o poprawę efektywności energetycznej.

<sup>82</sup> Szczegółowe informacje znajdują się w załączniku 1 do KPEiK w rozdziałach 2.5 i 2.6.

Istotną rolę w podwyższaniu efektywności finalnego zużycia energii ma także zapewnienie odpowiednich standardów w zakresie efektywności energetycznej dla produktów związanych ze zużyciem energii zarówno na etapie ich projektowania (podnoszenia sprawności energetycznej produktów), jak i na etapie ich użytkowania. Szczególną rolę w tym procesie odgrywa **etykietowanie energetyczne**, czyli obowiązek zapewniania konsumentom informacji o m.in. zużyciu energii i klasie energetycznej tych produktów<sup>83</sup>.

Edukacja i dostęp do wiedzy z zakresu efektywności energetycznej to niezwykle ważny element polityki w zakresie poprawy efektywności energetycznej. Rolę **platformy informacyjnej** pełni strona internetowa Ministerstwa Klimatu i Środowiska ([link](#)). Ponadto szczegółowych informacji dostarczają okresowo aktualizowane obwieszczenia i rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska:

- w sprawie szczegółowego wykazu przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej (aktualne z dnia 30 listopada 2021 r.),
- w sprawie wykazu programów i instrumentów finansowych dotyczących przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej u odbiorcy końcowego (aktualne z dnia 12 sierpnia 2025 r.),
- w sprawie aktów delegowanych dotyczących etykiet efektywności energetycznej (aktualne z dnia 23 lipca 2021 r.),
- w sprawie procedur zgodności wyrobów wykorzystujących energię oraz ich oznakowania (aktualne z dnia 3 marca 2025 r.).

### Cel 2.1.3. Generowanie oszczędności finalnego zużycia energii

Państwa członkowskie UE są zobowiązane<sup>84</sup> do **osiągania co roku nowych oszczędności finalnego zużycia energii**, obliczanych jako odsetek uśrednionego rzeczywistego zużycia energii w latach 2016–2018<sup>85</sup>:

- 2021–2023 – 0,8% rocznego finalnego zużycia energii (tj. 566 ktoe);
- 2024–2025 – 1,3% rocznego finalnego zużycia energii (tj. 920 ktoe);
- 2026–2027 – 1,5% rocznego finalnego zużycia energii (tj. 1047 ktoe);
- 2028–2030 – 1,9% rocznego finalnego zużycia energii (tj. 1326 ktoe).

Końcowe zużycie energii  
2016–2018 [ktoe]

| rok     | ktoe   |
|---------|--------|
| 2016    | 65 663 |
| 2017    | 69 908 |
| 2018    | 73 875 |
| średnia | 69 815 |

Zgodnie z art. 8 ust. 1 akapit 2 dyrektywy EED państwa członkowskie decydują w jaki sposób rozłożyć obliczoną wielkość nowych oszczędności w każdym z wyżej wskazanych okresów pod warunkiem, że na koniec okresu objętego obowiązkiem osiągnięte zostaną wymagane całkowite skumulowane oszczędności finalnego zużycia energii.

**Polska określa ścieżkę dążenia do osiągnięcia oszczędności finalnego zużycia energii w latach 2021–2030 na poziomie 44 465 ktoe (według trajektorii w tabeli poniżej).**

Redukcja potrzeb energetycznych jest również narzędziem przeciwdziałania istniejącemu ubóstwu energetycznemu. Z tego względu art. 8 ust. 3 EED obliguje państwa członkowskie, aby **określony odsetek**

<sup>83</sup> Podstawą jest rozporządzenie PE i Rady (UE) 2017/1369 z dnia 4 lipca 2017 r. ustanawiające ramy etykietowania energetycznego i uchylające dyrektywę 2010/30/UE.

<sup>84</sup> Dla okresu 2021–2023 na podstawie art. 7 dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej 2012/27/UE, a dla okresu 2024–2030 na podstawie dyrektywy EED – art. 8.

<sup>85</sup> Na podstawie: Complete energy balances (NRG\_IND\_EFF), Eurostat. W odniesieniu do obowiązku dla lat 2021–2023 podstawa wynosi 70 793 ktoe. W odniesieniu do okresu 2024–2030 podstawa jest inna ze względu na korekty statystyczne tj. wynosi 69 815 ktoe.

skumulowanej oszczędności finalnego zużycia energii wynikał z ich działań podjętych wśród osób dotkniętych ubóstwem energetycznym, odbiorców wrażliwych oraz osób zajmujących mieszkania socjalne. W oparciu o dyrektywę EED, jest on co najmniej równy średniej arytmetycznej udziału czterech wskaźników odnoszących się do ubóstwa energetycznego za 2019 r., który w przypadku Polski wynosił 9,05%<sup>86</sup>.

**Polska będzie dążyć do osiągnięcia w latach 2024-2030 całkowitych skumulowanych oszczędności finalnego zużycia energii wśród osób dotkniętych ubóstwem energetycznym na poziomie 2 678 ktoe.**

Tabela 8. Trajektorja osiągania skumulowanych oszczędności finalnego zużycia energii do 2030 r. [ktoe]

| rok                                           | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |                                                                           |
|-----------------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|---------------------------------------------------------------------------|
| Oszczędności końcowego zużycia energii (ktoe) |      |      |      |      |      |      |      |      |      | 1255 | Całkowite skumulowane oszczędności finalnego zużycia energii (do 2030 r.) |
|                                               |      |      |      |      |      |      |      |      | 1225 | 1225 |                                                                           |
|                                               |      |      |      |      |      |      |      | 1205 | 1205 | 1205 |                                                                           |
|                                               |      |      |      |      |      |      | 1180 | 1180 | 1180 | 1180 |                                                                           |
|                                               |      |      |      |      |      | 1150 | 1150 | 1150 | 1150 | 1150 |                                                                           |
|                                               |      |      |      |      | 1130 | 1130 | 1130 | 1130 | 1130 | 1130 |                                                                           |
|                                               |      |      |      | 926  | 926  | 926  | 926  | 926  | 926  | 926  |                                                                           |
|                                               |      |      | 552  | 552  | 552  | 552  | 552  | 552  | 552  | 552  |                                                                           |
|                                               |      | 503  | 503  | 503  | 503  | 503  | 503  | 503  | 503  | 503  |                                                                           |
|                                               | 552  | 552  | 437  | 437  | 437  | 437  | 437  | 437  | 372  | 372  |                                                                           |
| razem (ktoe)                                  | 552  | 1055 | 1492 | 2419 | 3548 | 4698 | 5878 | 7083 | 8243 | 9498 | 44 465                                                                    |

## POLITYKA

Obowiązek oszczędności energii końcowej w Polsce jest realizowany od 2021 r. poprzez system zobowiązujący do efektywności energetycznej – **system świadectw efektywności energetycznej** oraz poprzez tzw. **środki alternatywne**. Polska będzie kontynuować przyjęte podejście w realizacji nowego celu wynikającego z art. 8 ust. 1 dyrektywy EED. Planowane jest zachowanie dotychczasowego poziomu obowiązku dla podmiotów zobowiązanych w ramach systemu świadectw efektywności energetycznej, pozostałą część wymaganych całkowitych skumulowanych oszczędności Polska zapewni poprzez alternatywne środki, które określono w załączniku 4 do niniejszego dokumentu.

<sup>86</sup> Wskaźniki oraz ich poziomy za 2019 r. wskazano w części Cel 4.3.1. Redukcja ubóstwa energetycznego.

## Cel 2.1.4. Zmniejszenie finalnego zużycia energii przez instytucje publiczne

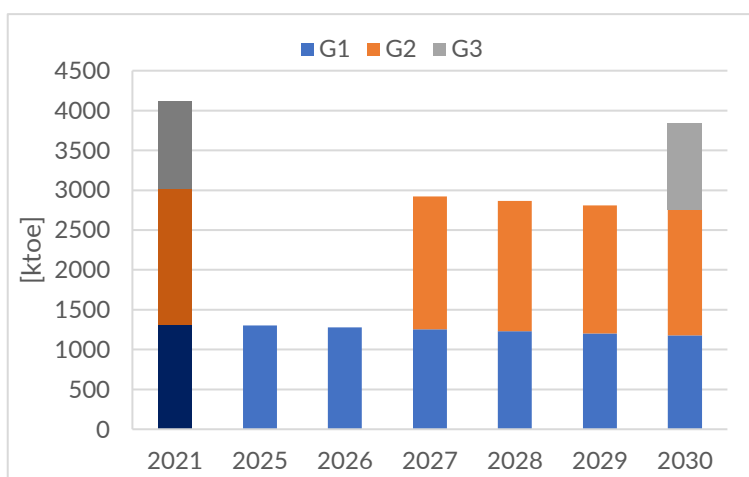
Tabela 9. Charakterystyka grup instytucji publicznych według typu i wielkości jednostki administracyjnej

| grupa | typ i wielkość jednostki administracyjnej | wejścia w życie obowiązku oszczędności | oszacowane zużycie energii w 2021 r. |
|-------|-------------------------------------------|----------------------------------------|--------------------------------------|
| G1    | miasto >50 000 mieszkańców                | 11 października 2025 r.                | 1 309 ktoe                           |
| G2    | miasto <50 000 mieszkańców                | 1 stycznia 2027 r.                     | 1 702 ktoe                           |
| G3    | obszar wiejski                            | 1 stycznia 2030 r.                     | 1 103 ktoe                           |

Instytucje publiczne powinny pełnić wzorcową rolę w zakresie efektywności energetycznej. Zgodnie z art. 5 dyrektywy EED państwa członkowskie są zobowiązane do zapewnienia, aby całkowite finalne zużycie energii przez wszystkie instytucje publiczne łącznie było zmniejszane o co najmniej 1,9% rocznie w porównaniu z 2021 r. Cel ilościowy ma za zadanie wzmocnić znaczenie wzorcowej roli sektora publicznego w zakresie efektywności energetycznej.

Końcowe zużycie energii przez instytucje publiczne w 2021 r. wyniosło łącznie **4 114 ktoe** (bez transportu publicznego oraz sił zbrojnych, zgodnie z wyłączeniem przewidzianym w art. 5 ust. 1 dyrektywy EED).

Zgodnie z art. 5 ust. 3 dyrektywy 2023/1791 obowiązek zmniejszenia finalnego zużycia energii przez instytucje publiczne powinien być wdrażany stopniowo, mając na względzie wielkość jednostek administracyjnych. W związku z tym niezbędne było określenie zmniejszenia zużycia energii w trzech grupach: w miastach o liczbie powyżej i poniżej 50 000 mieszkańców oraz na obszarach wiejskich. Na rysunku obok wskazano szacowane finalne zużycie energii w każdej grupie w latach 2021–2024 oraz stopniowe wdrażanie obowiązku od 2025 r.



Wykres 11. Oszacowanie zmniejszenia zużycia FEC [ktoe]

**Polska będzie dążyć do realizacji celu zmniejszenia finalnego zużycia energii przez wszystkie instytucje publiczne, tak aby w 2030 r. osiągać redukcję o 78,17 ktoe rocznie.**

## POLITYKA

W związku z trwającymi pracami mającymi na celu wdrożenie dyrektywy EED, w chwili przyjęcia KPEiK nie jest możliwe określenie szczegółowego sposobu realizacji celu zmniejszenia zużycia energii przez poszczególne grupy instytucji publicznych.

Aktualnie obowiązująca ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej **wzmocniła zadania w zakresie pełnienia wzorcowej roli sektora publicznego poprzez:**



- **wymóg stosowania środków poprawy efektywności energetycznej,**
- uwzględniania kryterium efektywności energetycznej w zamówieniach publicznych oraz
- możliwość realizacji i finansowania przedsięwzięcia lub przedsięwzięcia tego samego rodzaju służącego poprawie efektywności energetycznej na podstawie umowy o poprawę efektywności energetycznej.

W 2023 r. oraz w 2024 r. obowiązywał wymóg podejmowania działań zmierzających do ograniczenia zużycia energii elektrycznej o 10% przez jednostki sektora publicznego, jako szczególne narzędzie przeciwdziałania złej sytuacji na rynku cen energii. Wymóg ten wdrożono *ustawą z dnia 7 października 2023 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej*.

W najbliższym czasie kluczowym rozwiązaniem będzie obowiązek zmniejszenia całkowitego końcowego zużycia energii o 1,9% rocznie przez instytucje publiczne jako kwantyfikacja podejmowanych już działań w celu zmniejszenia zużycia energii w sektorze publicznym.

Zapewnione zostanie wsparcie finansowe na podnoszenie efektywności energetycznej budynków użyteczności publicznej, tak by dążyć do osiągnięcia wskaźnika rocznego zapotrzebowania na energię użytkową (EU) na poziomie nie wyższym niż 60 kWh/m<sup>2</sup>/rok. Wyzwanie może stanowić specyfika budynków wchodzących w skład tkanki sektora publicznego, w tym budynków zabytkowych – co może być przedmiotem dalszych prac. Szczególny nacisk położony zostanie na budynki edukacyjne, ze względu na to, że najmłodsze pokolenia spędzają w tych obiektach znaczną część czasu, dlatego tak ważny jest ich komfort cieplny.

## DZIAŁANIA

- Działanie 104. Mapa drogowa upowszechnienia modelu ESCO
- Działanie 110. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Modernizacja szkół”
- Działanie 111. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Modernizacja budynków użyteczności publicznej”
- Działanie 113. Efektywny energetycznie sektor publiczny
- Działanie 114. Wprowadzenie modelu oceny ofert w przetargach na budowę budynków użyteczności publicznych w oparciu o całkowity koszt cyklu życia (LCC)
- Działanie 115. Wdrażanie nowych standardów energetycznych stawianych nowym budynkom oraz budynkom podlegającym ważniejszym renowacjom
- Działanie 116. System oceny energetycznej budynków i systemów technicznych budynków
- Działanie 149. Stworzenie Centrum Wsparcia Transformacji Energetycznej (CWTE)
- Działanie 150. Symulator Systemu Energetycznego dla Samorządu

## Obszar 2.2. Niskoemisyjne budownictwo

W całej UE budynki odpowiadają za ok. 40% zużywanej energii oraz 36% bezpośrednich i pośrednich emisji GHG związanych z energią, przy czym ogrzewanie, chłodzenie i ciepła woda użytkowa odpowiadają za 80% energii zużywanej przez gospodarstwa domowe.

Determinacja UE w ograniczaniu wpływu budynków na środowisko przejawia się określeniem celu w zakresie **zużycia OZE w budynkach**, jak również przez określenie nowego systemu handlu uprawnieniami

do emisji gazów cieplarnianych **EU ETS-2**<sup>87</sup>. Mechanizmy te mają motywować do ograniczenia wykorzystania paliw kopalnych w budynkach.

**W pierwszej kolejności należy jednak zadbać o zmniejszenie (racjonalizację) potrzeb ciepłych.** Postęp technologiczny w budownictwie pozwala na to, aby nowe budynki cechowały się znacznie niższymi potrzebami cieplnymi niż istniejące, dlatego kluczowym wyzwaniem pozostaje zmniejszenie energochłonności istniejących budynków. Proces modernizacji budynków powinien opierać się na zastosowaniu materiałów izolacyjnych wysokiej jakości, wentylacji z odzyskiem ciepła i wilgoci, a systemy grzewcze powinny być w najwyższym stopniu zelektryfikowane i instalowane we współpracy z magazynami energii, w tym ciepłej. Działania te mają na celu zmniejszenie zapotrzebowania na energię w gospodarce i redukcję emisji GHG oraz redukcję zanieczyszczeń powietrza, w tym zwłaszcza pyłów zawieszonych PM10 i PM2,5 oraz benzo(a)pirenu, ale także ograniczenie kosztów energii. **Fala renowacji** jest postrzegana jako środek w walce z ubóstwem energetycznym, a również szansa na poprawę jakości powietrza oraz poprawę komfortu życia i zdrowia ludzi poprzez usunięcie z budynków rakotwórczych wyrobów zawierających azbest.

W tej części omówiono cele w zakresie istniejących budynków oraz zobowiązań dotyczących nowych budynków.

### Cel 2.2.1. Redukcja potrzeb energetycznych istniejących budynków

Poprawa efektywności energetycznej budynków przynosi szereg korzyści. Ogranicza zużycie energii oraz jej nośników, co tym samym wpływa na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego. Zmniejszeniu ulegają koszty związane ze zużyciem energii w budynkach, następuje poprawa jakości życia. Standardy w zakresie opracowania świadectw charakterystyki energetycznej budynków zapewniają informacje na temat stanu technicznego i energetycznego budynków oraz możliwości ich poprawy. W szerokiej skali renowacje budynków przyczyniają się do osiągnięcia celów klimatycznych przez redukcję emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń z budynków.

W 2022 r. Polska opracowała *Długoterminową strategię renowacji budynków* (DSRB) ([link](#))<sup>88</sup>, w której określono niezbędne działania mające prowadzić do **osiągnięcia wysokiej efektywności energetycznej i niskoemisyjności budynków w Polsce w perspektywie 2050 r.** Nowa dyrektywa 2024/1275 w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (EPBD) wskazuje, że państwa członkowskie powinny przekazać Komisji Europejskiej do końca 2025 r. projekt **krajowego planu renowacji budynków (KPRB)**, a do końca 2026 r. jego końcową wersję<sup>89</sup>. Do tego czasu obowiązującym dokumentem pozostaje DSRB z 2022 r., której założenia zaimplementowano w scenariuszu WEM do aKPEiK. W scenariuszu WAM przyjęto, że Polska podejmie jeszcze większe wysiłki w obszarze termomodernizacji.

<sup>87</sup> Więcej w części Cel 1.1.2.

<sup>88</sup> Opracowana na podstawie art. 2a dyrektywy 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (tzw. dyrektywa EPBD).

<sup>89</sup> Art. 3 dyrektywy 2024/1275 w sprawie charakterystyki energetycznej budynków – dyrektywy EPBD.

W ramach obowiązującej DSBP przyjęto rekomendowany scenariusz, który **przewidywał powszechną płytka termomodernizację ze stopniowym upowszechnianiem głębokiej, kompleksowej termomodernizacji w perspektywie do 2030 r.** Przyjęcie tego podejścia miało pozwolić również na szybsze zredukowanie negatywnego wpływu objęcia sektora mieszkalnictwa systemem EU ETS-2, przy jednoczesnym wykorzystaniu środków pochodzących z Klimatycznego Funduszu Społecznego. Przyjęte w *Długoterminowej strategii renowacji budynków* scenariusz miało pozwolić na zmodernizowanie najmniej efektywnych budynków (z zużyciem energii powyżej 330 kWh/(m<sup>2</sup>rok)) do 2027 r.

*Płytka termomodernizacja polega na wymianie wysokoemisyjnego źródła ciepła, jakim jest np. kocioł na węgiel tzw. kopciuch, na ekologiczne urządzenie.*

*Głęboka termomodernizacja wiąże się z koniecznością dodatkowych działań, takich jak ocieplenie budynku, wymiana okien czy zamontowanie ekologicznego źródła ciepła.*

Cel nowo powstałego KPRB pozostanie kierunkowo niezmienny, choć poszczególne wartości liczbowe ulegną zmianie. Realizacja każdego z dokumentów ma nieść za sobą m.in. poprawę charakterystyki energetycznej budynków i redukcję kosztów utrzymania budynku, pozytywnie wpływać na jakość powietrza poprzez zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych do atmosfery, skutkować poprawą warunków życia ludzi poprzez usunięcie z budynków podczas termomodernizacji wyrobów zawierających azbest, a także pozytywnie wpływać na generowanie nowych miejsc pracy związanych z przeprowadzeniem termomodernizacji obiektów budowlanych z wykorzystaniem nowoczesnych materiałów izolacyjnych oraz wentylacji z odzyskiem wilgoci i ciepła. Trzeba mieć również na uwadze, że prowadzona termomodernizacja powinna prowadzić do zmniejszenia kosztów utrzymania budynku. Systemy grzewcze powinny być w wysokim stopniu zelektryfikowane i instalowane we współpracy z magazynami energii, w tym cieplnymi. Modernizacja powinna być realizowana przede wszystkim tam, gdzie przyniesie największe korzyści energetyczne i ekonomiczne. Tym samym uwzględnia się to, że wycofaniu z użytku podlegać będzie pewien odsetek budynków z przedziałów o najgorszej charakterystyce energetycznej.

Dyrektywa EPBD wskazuje szereg obszarów, które powinny zostać wskazane w krajowym planie renowacji budynków. Co ważne, KPRB wskaże nową kategoryzację **klas energetycznych**, przy czym:

- skalowanie będzie opierać się o wskaźniki rocznego zapotrzebowania na energię,
- klasy będą mieć charakter literowy od A+ do G,
- klasa A odpowiadać będzie „budynkom bezemisyjnym”,
- klasa A+ odpowiada budynkom bezemisyjnym, które wnoszą dodatkowy roczny wkład netto do sieci energetycznej z lokalnych OZE,
- klasa G odpowiadać będzie budynkom o najgorszym wskaźniku zużycia energii,
- klasy będą wyznaczone oddzielnie dla (a) budynków mieszkalnych jednorodzinnych, (b) wielorodzinnych, (c) użyteczności publicznej.

**Budynek bezemisyjny** (przyszła klasa A) charakteryzuje się zerowym lub bardzo niskim zapotrzebowaniem na energię i nie powoduje emisji CO<sub>2</sub> wynikającej ze spalania paliw kopalnych

Krajowy plan renowacji budynków musi zachować spójność z KPEiK. Niniejszy dokument wskazuje kierunek działań, ale szczegółów dostarczy KPRB.

**Celem w zakresie redukcji zapotrzebowania na energię istniejących budynków jest zapewnienie, aby do 2050 r. wszystkie istniejące budynki cechowały się wysoką efektywnością energetyczną, przy tempie renowacji nie mniej niż 2% rocznie.**

## POLITYKA

Wycofanie węgla z gospodarstw domowych i termomodernizacja to jedno z głównych priorytetów polityki Polski. Do końca 2026 r. opracowany zostanie *Krajowy plan renowacji budynków (zastępujący Długoterminową strategię renowacji budynków z 2022 r.)* – zgodnie z dyrektywą EPBD.

Opracowanie i wdrożenie KPRB ma zapewnić:

- nową skalę klas energetycznych (od A+ do G),
- określenie trajektorie renowacji, przy czym średnie roczne tempo termomodernizacji powinno być utrzymane na poziomie nie mniej niż **2% zasobu poszczególnych typów budynków (jednorodzinny, wielorodzinny, użyteczności publicznej)**; zakłada się, że udział głębokiej termomodernizacji w prowadzonych działaniach będzie stopniowo rósł przy jednoczesnym stosowaniu etapowej termomodernizacji pozostałych budynków,
- modernizację 16% budynków o najgorszej charakterystyce energetycznej do 2030 r., i 26% do 2033 r. (przy czym zakłada się, że część budynków o najgorszej charakterystyce będzie podlegać wycofaniu w sposób naturalny),
- określenie potrzeb inwestycyjnych i dodatkowych polityk i działań.

Warto podkreślić, że podczas prac termomodernizacyjnych należy usuwać z budynków wyroby zawierające azbest, zgodnie z *Programem Oczyszczania Kraju z Azbestu na lata 2009-2032*, jak również z obowiązującymi przepisami.

Na cel termomodernizacji przeznaczane są zarówno środki z programów priorytetowych, ale także zachęty podatkowe w postaci ulg podatkowych – tzw. ulga termomodernizacyjna. Poszczególne programy będą przeznaczone oddzielnie dla budynków jednorodzinnych (np. Czyste Powietrze), wielorodzinnych (np. Program TERMO), użyteczności publicznej (np. Modernizacja szkół).

Wsparcie finansowe przedsięwzięć w budynkach nie-jednorodzinnych wymaga **audytu efektywności energetycznej**. Dokument stanowi ocenę istniejącego stanu użytkowania energii w danym obiekcie oraz określa możliwości i środki służące do jego poprawy. Zawiera też także analizę ekonomiczno-energetyczną usprawnień w budynku wraz z wyborem optymalnego zakresu prac modernizacyjnych. Zapewnienie odpowiednich wymagań dla osób opracowujących tego typu dokumenty pozwala na zachowanie profesjonalności, choć konieczne jest także zapewnienie dostępu do najnowszej wiedzy. Ważną rolę może odegrać w przyszłości także Centrum Wsparcia Transformacji Energetycznej (CTWE). Jednym z jego zadań będzie zapewnienie wsparcia informacyjnego w zakresie planowanych przedsięwzięć.

Pewną rolę w poprawie efektywności energetycznej budynków odegra także popularyzacja **świadectw charakterystyki energetycznej budynków**. Dokumenty te będą dostarczać jednoznacznej informacji o zużyciu energii przy użytkowaniu budynku, a w konsekwencji o potencjalnych kosztach energii, zapewniając porównywalność dla potencjalnych nabywców. Istniejąca **Centralna Ewidencja Emisyjności Budynków (CEEB)** wraz z rozwijanym **Centralnym Rejestrem Charakterystyki Energetycznej Budynków (CRChEB)** – przewidywanym uruchomienia w nowej odsłonie w 2026 r. – będą stanowić doskonałe narzędzie informacyjne w zakresie stanu i potrzeb istniejących budynków ogółem.

## DZIAŁANIA

- Działanie 106. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Moje ciepło”
- Działanie 107. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Czyste Powietrze”
- Działanie 108. Instrument finansowy – Ulga podatkowa dotycząca wydatków poniesionych na termomodernizację jednorodzinnych budynków mieszkalnych (ulga termomodernizacyjna)
- Działanie 109. Instrument finansowy – Program TERMO, wsparcie poprawy efektywności energetycznej w budynkach wielorodzinnych

- Działanie 110. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Modernizacja szkół”
- Działanie 111. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Modernizacja budynków użyteczności publicznej”
- Działanie 112. Program wsparcia mikroprzedsiębiorstw – efektywność energetyczna budynków
- Działanie 113. Efektywny energetycznie sektor publiczny
- Działanie 114. Wprowadzenie modelu oceny ofert w przetargach na budowę budynków użyteczności publicznych w oparciu o całkowity koszt cyklu życia (LCC)
- Działanie 152. Opracowanie i wdrażanie Planu Społeczno-Klimatycznego
- Działanie 149. Stworzenie Centrum Wsparcia Transformacji Energetycznej (CWTE)
- Działanie 153. Redukowanie ubóstwa energetycznego oraz ochrona odbiorcy wrażliwego
- Działanie 158. Budowanie świadomości w zakresie transformacji energetyczno-klimatycznej

## Cel 2.2.2. Nowe budownictwo bezemisyjne

W ramach dotychczas obowiązującego podejścia wszystkie nowo powstałe budynki są **budynkami o niskim (lub niemal zerowym) zużyciu energii** (ang. *nearly zero energy building*, NZEB). NZEB to budynek spełniający określone wymagania związane z oszczędnością energii i izolacyjnością cieplną zawarte w przepisach techniczno-budowlanych, które obowiązują dla budynków zajmowanych przez władze publiczne oraz będących ich własnością od 1 stycznia 2019 r., a dla wszystkich pozostałych od 31 grudnia 2020 r.

Dyrektywa w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (EPBD) wskazała, że wszystkie nowe budynki będą musiały być wznoszone w jeszcze wyższym standardzie energetycznym, w ramach którego **od 2030 r. wznoszone będą jedynie budynki bezemisyjne**. Zgodnie z postanowieniami nowej dyrektywy EPBD nowe budynki będą obiektami **o bardzo wysokiej charakterystyce energetycznej<sup>90</sup> lub będą wymagać zerowej albo bardzo małej ilości energii, nie generując bezpośrednio na miejscu żadnych emisji CO<sub>2</sub> z paliw kopalnych ani żadnych operacyjnych emisji gazów cieplarnianych, lub generując bardzo małe ilości operacyjne takich emisji**. Taki budynek powinien charakteryzować się niską wartością **wskaźnika rocznego zapotrzebowania na energię pierwotną i końcową oraz wysoką izolacyjnością cieplną przegród budynku**. Możliwe będzie to jedynie przy podłączaniu takich budynków do efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub szerokiego wykorzystania OZE.

W celu popularyzacji OZE, jako warunek podstawowy wprowadzony musi zostać obowiązek stosowania instalacji wykorzystujących energię słoneczną do zasilania budynków (nieruchomości) w energię – jeżeli jest to odpowiednie pod względem technicznym oraz wykonalne z ekonomicznego i technicznego punktu widzenia. Dyrektywa EPBD określiła realizację tego obowiązku dla różnych typów budynków, co przedstawia tabela poniżej.

Tabela 10. Obowiązki wyposażenia budynku w instalację słoneczną

| sektor / rodzaj nieruchomości | typ budynku / nieruchomości | powierzchnia użytkowa       | pierwszy rok obowiązywania |
|-------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|----------------------------|
| publiczny                     | nowy                        | powyżej 250 m <sup>2</sup>  | 2027                       |
|                               | istniejący                  | powyżej 2000 m <sup>2</sup> | 2028                       |
|                               |                             | powyżej 750 m <sup>2</sup>  | 2029                       |
|                               |                             | powyżej 250 m <sup>2</sup>  | 2031                       |
| komercyjny                    | nowy                        | powyżej 250 m <sup>2</sup>  | 2027                       |

<sup>90</sup> Charakterystyka energetyczna oznacza obliczoną lub opomiarowaną ilość energii potrzebnej do zaspokojenia zapotrzebowania na energię związanego z typowym użytkowaniem budynku, która obejmuje energię zużytą na potrzeby ogrzewania, chłodzenia, wentylacji, ciepłej wody użytkowej i oświetlenia.

|                                 |                                                 |                            |      |
|---------------------------------|-------------------------------------------------|----------------------------|------|
|                                 | istniejący, przechodzący gruntowną modernizację | powyżej 500 m <sup>2</sup> | 2028 |
| budynek mieszkalny              | nowy                                            | wszystkie                  | 2030 |
| parking przylegający do budynku | nowy                                            | –                          | 2030 |

**Celem w zakresie zapotrzebowania na energię przez nowe budynki jest zapewnienie, aby od 1 stycznia 2030 r. wszystkie nowe budynki budowane w Polsce były bezemisyjne, a w przypadku budynków zajmowanych przez urzędy organów publicznych – od 1 stycznia 2028 r.**

## POLITYKA

Potrzeba redukcji zużycia energii w budynkach, a tym samym obniżenie kosztów ich eksploatacji powodują, że stopniowo zwiększane są wymagania, które muszą spełniać nowe budynki. Od początku 2030 r. nowe budynki będą musiały spełniać **warunki techniczne** właściwe dla statusu **budynku bezemisyjnego**.

Z tego względu planowana jest analiza obowiązujących przepisów techniczno-budowlanych w obszarze efektywności energetycznej. W pierwszej kolejności zweryfikowane zostanie, **czy wymagania określone w przepisach właściwie uwzględniają poziom rozwoju techniki w sektorze budowlanym**. Niezbędne będzie określenie, czy powszechnie dostępne wyroby budowlane, urządzenia oraz stosowane technologie, pozwalają spełnić wymagania stawiane w przepisach lub pozwalają te wymagania zaostrzyć. Analiza wyznaczy kierunek działań w obszarze ewentualnych działań wspierających w obszarze stosowania wysokoefektywnych rozwiązań techniczno-instalacyjnych, wyrobów budowlanych itp.

Niezbędna będzie ocena w obszarze potrzeb wsparcia rozwoju, zastosowania i upowszechnienia tych nowatorskich rozwiązań, które ze względu na swą początkową fazę istnienia, są szczególnie drogie w zastosowaniu.

Działania wspierające będą koncentrować się nie tylko na ewentualnych celowanych programach pomocowych czy preferencyjnych źródłach finansowania, ale również na **zwiększeniu podaży wykwalifikowanych ekspertów, dofinansowaniu prac badawczych**.

Konieczność prowadzenia racjonalnej i efektywnej polityki mieszkaniowej, jak również utrzymujący się niedobór lokali mieszkalnych, w przystępnych dla społeczeństwa cenach powodują potrzebę podjęcia działań zwiększających dostępność mieszkań.

## DZIAŁANIA

- Działanie 28. Rozwój technologii Power to Heat i magazynów ciepła w Polsce
- Działanie 105. Wprowadzenie wymogów w zakresie wykorzystania energii słonecznej w budynkach
- Działanie 106. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Moje ciepło”
- Działanie 114. Wprowadzenie modelu oceny ofert w przetargach na budowę budynków użyteczności publicznych w oparciu o całkowity koszt cyklu życia (LCC)
- Działanie 115. Wdrażanie nowych standardów energetycznych stawianych nowym budynkom oraz budynkom podlegającym ważniejszym renowacjom
- Działanie 116. System oceny energetycznej budynków i systemów technicznych budynków
- Działanie 117. Efektywność energetyczna w budownictwie społecznym i zasobie mieszkaniowym gmin, uwzględniająca potrzeby grup wrażliwych





## **Wymiar 3.** Bezpieczeństwo energetyczne





Dostęp do energii warunkuje funkcjonowanie krajowej gospodarki, w tym pokrywanie podstawowych potrzeb ludzkich jak dostęp do paliw, energii elektrycznej oraz ciepła. Dlatego **bezpieczeństwo energetyczne jest warunkiem podstawowym realizacji wszystkich celów w zakresie transformacji energetycznej**. Z krajowej perspektywy bezpieczeństwo energetyczne ma priorytetowy charakter, a wzmacnianie niezależności energetycznej stało się kluczowe w obliczu skutków kryzysu wywołanego wojną w Ukrainie. Zagwarantowanie pewnych dostaw paliw i energii – jak w uproszczeniu można nazwać bezpieczeństwo energetyczne – wymaga, by zmiany w sektorze energetycznym zachodziły w sposób zaplanowany, dlatego powinny opierać się na określonych założeniach i celach.

Choć dążenie do neutralności klimatycznej wiąże się z odchodzeniem od paliw kopalnych, niezbędne jest zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw tych surowców dla gospodarki i odbiorców w okresie przejściowym. Docelowo technologie zeroemisyjne i magazynowanie energii pokryją - w systemie nasyconym źródłami odnawialnymi zależnymi od warunków atmosferycznych i po akceptowalnym koszcie - zapotrzebowanie na energię, zapewnią komfort cieplny w budynkach oraz wesprą przedsiębiorstwa w ich dążeniach do wytwarzania produktów i usług w oparciu o czystą i zawsze dostępną energię.

W tej części KPEiK ujęte zostały założenia i cele związane z niezależnością energetyczną oraz dostępem do surowców krytycznych, pewnością pokrycia zapotrzebowania na **gaz ziemny, na ropę naftową i paliwa ciekłe**, a następnie określono kwestie związane z pokryciem zapotrzebowania na **węgiel**, oraz zapotrzebowaniem na paliwo jądrowe oraz wodór i jego pochodne chemiczne. Dalszym obszarem tego wymiaru jest pewność pokrycia zapotrzebowania na **energię elektryczną**. Zagadnienia są uszeregowane bez priorytetyzacji.

## Obszar 3.1. Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego – cel ogólny

W ujęciu prawnym bezpieczeństwo energetyczne to stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań wynikających z konieczności ochrony środowiska<sup>91</sup>.

W tej części określono ogólny cel w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, będący wynikiem realizacji celów określonych w odniesieniu do poszczególnych segmentów sektora paliwowo-energetycznego, które określono w kolejnych obszarach wymiaru 3.

Z praktycznego punktu widzenia, od strony łańcucha dostaw – *bezpieczeństwo energetyczne* to pewność pokrycia zapotrzebowania na surowce energetyczne (zasobami krajowymi lub importowanymi) dla gospodarki; pewność transportu i dystrybucji tych surowców oraz paliw; następnie pewność produkcji energii elektrycznej i ciepła, a także ich przesył i dystrybucja do odbiorców końcowych.

### Cel 3.1.1. Zapewnienie niezależności energetycznej

Kryzys energetyczny, który rozpoczął się w 2021 r. i został pogłębiony wybuchem wojny na Ukrainie w lutym 2022 r. spowodował, że bezpieczeństwo energetyczne - pierwszy raz od wielu lat - wymagało bezpośredniej i natychmiastowej interwencji. Wspomniane kryzysy uwiaryściły konieczność wzmocnienia bezpieczeństwa dostaw paliw i energii oraz redukcji wpływu jednego wydarzenia na ich

<sup>91</sup> Zgodnie z art. 3 pkt 16 ustawy – Prawo energetyczne.

ceny, a w konsekwencji także na inflację. Szczegółnej dyskusji poddawano kwestie zależności dostaw od surowców i paliw importowanych oraz związanych z tym wydatków. W 2023 r. koszt importu do Polski surowców energetycznych wyniósł ok. 130 mld zł. Tak istotne wydatki mogłyby być alternatywnie ponoszone na inwestycje w rozwiązania bezemisyjne i innowacyjne, wspierając krajową gospodarkę i jej konkurencyjność, redukując opóźnienia w transformacji klimatyczno-energetycznej i wpływając na obniżenie kosztów wytwarzania energii.

Zarówno w unijnej, jak i krajowej polityce energetycznej silnie zaczęto podkreślać znaczenie **niezależności energetycznej i wzmacniania odporności na zaburzenia występujące na arenie geopolitycznej**, którą rozumieć należy jako zdolność do pokrycia zapotrzebowania na surowce i energię niezależnie od działań podmiotów i sytuacji zewnętrznej. Oznacza to konieczność zapewnienia dywersyfikacji importu zarówno pod względem źródeł energii, jak i kierunków dostaw. Taka dywersyfikacja powinna minimalizować wpływ ewentualnych zakłóceń w jednym sektorze lub w dostawach z konkretnego kierunku na cały sektor energetyczny i ograniczać ryzyko wzrostu cen energii.

**Polska jako cel określa trwałe zapewnienie niezależności energetycznej i dążenie do jej wzmacniania. W tym kontekście Polska będzie dążyć do zapewnienia wskaźnika niezależności energetycznej powyżej średniej unijnej.<sup>92</sup>**

Ze względu na wielowymiarowość bezpieczeństwa energetycznego trudno znaleźć wskaźniki, które pozwalałyby w pełni ocenić realizację celu. Wpływ na wdrażanie tego celu ma wypełnienie pozostałych celów określonych w tym wymiarze – od optymalizacji struktury wydobywczej, dywersyfikacji struktury zużycia energii po dywersyfikację dostaw surowców, a w przypadku ich niespełnienia ocena zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego jest zależna od wystąpienia silnych zakłóceń w dostawach energii lub wzrostu cen energii do poziomów nieakceptowalnych przez gospodarkę.

## POLITYKA

Do zapewnienia niezależności energetycznej, a w konsekwencji odporności gospodarki, przyczyniać się będzie odpowiednio zdywersyfikowana **struktura paliwowa zużycia** energii pierwotnej i finalnej w gospodarce oraz **zachowanie ograniczonego poziomu zależności importowej**. Kluczowe znaczenie w tym zakresie będzie miała **dywersyfikacja struktury wytwarzania energii** oparta na zróżnicowanym strukturalnie wzroście wykorzystania krajowych, w szczególności zeroemisyjnych źródeł energii. Przy czym w przypadku pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną niezbędne jest jednocześnie zapewnienie stabilności pracy krajowego systemu elektroenergetycznego. Mimo wielu korzyści, rozwój energetyki jądrowej wiąże się z zależnością od importu paliwa jądrowego. Jednocześnie może - dzięki możliwości tworzenia wieloletnich zapasów tego paliwa - pozytywnie wpłynąć na bezpieczeństwo energetyczne, co pozwala na utrzymanie stabilności dostaw i jest wymagane przez międzynarodowe standardy.

Choć docelowo zmierzamy do stopniowego zastępowania paliw kopalnych przez zeroemisyjne źródła energii i alternatywne rozwiązania, w przejściowym okresie transformacji konieczne jest **utrzymanie odpowiedniego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego i ropy naftowej**. W odniesieniu do zapotrzebowania na węgiel kamienny, **podejmowane będą wysiłki w kierunku** pokrycia zapotrzebowania na ten surowiec zasobami krajowymi, co będzie szczególnie dużym wyzwaniem w obszarze popytu gospodarstw domowych i innych drobnych odbiorców. W celu **zabezpieczenia krajowych potrzeb energetycznych** celem będzie ich realizacja w oparciu o źródła wytwórcze zlokalizowane w kraju. Jednocześnie nie wyklucza się kontynuacji międzysystemowej wymiany energii z państwami sąsiednimi.

<sup>92</sup> W 2023 r. wskaźnik niezależności energetycznej dla średniej unijnej wyniósł ok. 42%, przy czym w Polsce kształtował się na poziomie ok. 52%. Eurostat, *Energy imports dependency*

Zapotrzebowanie na ciepło, ze względu na specyfikę funkcjonowania sektora, będzie pokrywane źródłami własnymi.

Ww. kwestie są uszczegółowione poprzez polityki i działania wskazane przy celach sektorowych.

## DZIAŁANIA

Do realizacji celu przyczyniać się będą działania opisane w odniesieniu do kolejnych celów szczegółowych – od działań wpływających na dywersyfikację dostaw surowców importowanych, przez zapewnienie pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło oraz zastępowanie paliw kopalnych innymi źródłami energii i surowcami, w szczególności własnymi.

### Cel 3.1.2. Perspektywiczne pokrywanie zapotrzebowania na surowce krytyczne

W świetle realizacji założeń transformacji -energetyczno-klimatycznej wzrasta rola surowców nieenergetycznych. Lit, nikiel, kobalt i grafit mają kluczowe znaczenie do produkcji baterii i magazynów energii. Z pierwiastków ziem rzadkich powstają trwałe magnesy, które są konieczne do produkcji silników elektrycznych i turbin wiatrowych. Produkcja „zielonego” wodoru wymaga niklu lub metali z grupy platynowców, w zależności od rodzaju technologii. Miedź i aluminium są podstawowymi surowcami w prawie wszystkich technologiach związanych z energią elektryczną. Surowce krytyczne to surowce o dużym znaczeniu gospodarczym dla UE, których podaż może z dużym prawdopodobieństwem ulec zakłóceniom z powodu koncentracji źródeł oraz braku dobrych, przystępnych cenowo substytutów.

Rozporządzenie UE o surowcach krytycznych stanowi fundament w definiowaniu priorytetów w dostępie do tych surowców i określa jasny kierunek działań w tym aspekcie. Na poziomie UE określana jest lista surowców krytycznych, która jest cyklicznie aktualizowana. Komisja Europejska przygotowała w 2011 pierwszą listę surowców krytycznych dla Unii Europejskiej kierując się europejską *Inicjatywą na rzecz surowców* z 2008 roku. Lista surowców krytycznych dla UE jest aktualizowana co 3 lata. **Spśród 34 zidentyfikowanych w 2024 r. surowców krytycznych 17 trafiło na listę surowców strategicznych<sup>93</sup>** (na rysunku oznaczone na żółto).



Unijna transformacja klimatyczno-energetyczna będzie wymagać rozbudowania lokalnej produkcji baterii, paneli słonecznych, magnesów trwałych oraz innych czystych technologii. Z dotychczasowych

<sup>93</sup> Znaczenie strategiczne określa się na podstawie istotności surowca dla zielonej transformacji, technologii cyfrowych, zastosowań obronnych i kosmicznych. Akt o surowcach krytycznych - Consilium

analiz wynika, że zarówno Unia Europejska, jak i Polska jest silnie uzależniona od dostaw surowców krytycznych z rynków trzecich, głównie z Chin.

Aby zmniejszyć zależność od państw trzecich w zakresie dostępu do surowców strategicznych, UE wyznaczyła następujące cele na 2030 r.:

- **wydobycie w UE** – co najmniej 10% rocznego zużycia w UE ma pochodzić z wydobycia w UE;
- **przetwarzanie w UE** – co najmniej 40% rocznego zużycia w UE ma pochodzić z przetwarzania w UE;
- **recykling w UE** – co najmniej 25% rocznego zużycia w UE ma pochodzić z wewnętrznego recyklingu;
- **źródła zewnętrzne** – z jednego państwa trzeciego ma pochodzić nie więcej niż 65% rocznego zużycia w Unii każdego z surowców strategicznych na odpowiednim etapie przetwarzania.

Aby spełnić te cele, w 2024 r. przyjęto kolejne rozporządzenie UE 2024/1252 dot. surowców krytycznych – *Critical Raw Materials Act* oraz uaktualniano listę surowców krytycznych i strategicznych. Celem jego wdrożenia jest wzmocnienie wszystkich etapów europejskiego łańcucha wartości:

- dywersyfikacja unijnego importu i zmniejszenie zależności strategicznych;
- zwiększenie zdolności UE do monitorowania i łagodzenie ryzyka zakłóceń w podaży surowców krytycznych;
- ulepszenie obiegu zamkniętego i zrównoważonego rozwoju.

Obecne działania UE oraz Polski polegają na dywersyfikacji dostaw tych surowców, ale także na prowadzeniu prac poszukiwawczych na terenie UE oraz wsparciu recyklingu i substytucji. Działania krajowe są realizowane w ramach wdrażania Polityki Surowcowej Państwa.

**Celem w najbliższej perspektywie jest weryfikacja możliwości pokrywania zapotrzebowania na surowce krytyczne i strategiczne w następstwie krajowego pozyskania.**

## POLITYKA

W Polsce mogą występować złoża kopalin, które są kluczowe dla produkcji surowców strategicznych i krytycznych, zarówno na potrzeby krajowe, jak i w szerszym kontekście UE. Ich eksploatacja wymagałaby przeprowadzenia szczegółowej inwentaryzacji złóż pierwotnych i wtórnych oraz wykonania analiz techniczno-ekonomicznych poświęconych możliwości ich wykorzystania dla potrzeb przemysłu.

Zgodnie z Bilansem zasobów złóż kopalin<sup>94</sup> na koniec 2024 r., na obszarze Polski występują złoża różnych kopalin, co stwarza możliwość pozyskania surowców odpowiadających na potrzeby innowacyjnej transformacji, w tym tzw. surowców krytycznych i strategicznych. W związku z tym został opracowany (IPRO1), a następnie zostanie wdrożony Krajowy program poszukiwań surowców krytycznych, którego celem będzie identyfikacja perspektywicznych złóż kopalin wykorzystywanych do produkcji surowców krytycznych i strategicznych, niezbędnych do realizacji transformacji klimatyczno-energetycznej w UE. Rozporządzenie UE o surowcach krytycznych stanowi fundament w definiowaniu priorytetów w dostępie do tych surowców i określa jasny kierunek działań w tym aspekcie. Biorąc pod uwagę cele związane z realizacją ww. rozporządzenia dot. surowców krytycznych oraz obecną sytuację geopolityczną, kluczowa w kontekście zapewnienia stabilności energetycznej staje się **aktualizacja Polityki Surowcowej Państwa**. Jej głównym celem jest zapewnienie bezpieczeństwa surowcowego państwa poprzez zabezpieczenie bieżących i przyszłych potrzeb w Polsce i UE oraz stałe poszerzanie bazy zasobowej kopalin do produkcji surowców. Rosnące napięcia międzynarodowe oraz zmiany w globalnych łańcuchach dostaw pokazują jak

<sup>94</sup> Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31 XII 2024 r., PIG-PIB 2025, [link](#).

istotne jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, które można osiągnąć tylko poprzez stabilne dostawy kluczowych surowców. Aktualizacja *Polityki Surowcowej Państwa* pozwoli m.in. na wyznaczenie nowych kierunków działań dot. zapewnienia bezpieczeństwa surowcowego kraju również w zakresie surowców krytycznych dla UE. Niemniej jednak trzeba wyraźnie podkreślić, że niedostateczna podaż surowców krytycznych i strategicznych może oddziaływać na nieosiągnięcie zamierzonego tempa transformacji. To z kolei uzasadnia potrzebę zachowania co najmniej częściowego dostępu do surowców energetycznych, infrastruktury i kompetencji.

## DZIAŁANIA

- Działanie 119. Opracowanie i wdrażanie Krajowego programu poszukiwań surowców krytycznych
- Działanie 120. Efektywna gospodarka surowcami ważnymi dla krajowej i unijnej gospodarki
- Działanie 123. Aktualizacja *Polityki Surowcowej Państwa*

## Obszar 3.2. Pokrycie zapotrzebowania na węgiel

**Węgiel kamienny energetyczny** od wielu lat stanowi podstawę pokrycia zapotrzebowania na energię pierwotną w Polsce, ale trend ten ulega zmianie, ponieważ Polska weszła na ścieżkę transformacji kenergetyczno-klimatycznej. W kolejnych latach wykorzystanie węgla będzie stopniowo zastępowane przez paliwa zeroemisyjne, a przejściowo również przez gaz ziemny, który charakteryzuje się niższą niż w przypadku węgla emisyjnością. W okresie przejściowym niezbędne jest również pokrycie zapotrzebowania na ten surowiec.

**Węgiel kamienny koksowy** od 2014 r. uznawany jest na poziomie UE za surowiec krytyczny<sup>95</sup> dla europejskiej gospodarki, w szczególności ze względu na jego kluczową rolę w produkcji stali i innych przemysłach ciężkich jako wsad. W przeciwieństwie do węgla do celów energetycznych, zapotrzebowanie na węgiel koksowy utrzymuje się na stabilnym poziomie i jest ściśle powiązane z europejskim rynkiem stali. Ta z kolei jest niezbędna do przeprowadzenia transformacji<sup>96</sup>.

**Węgiel brunatny** to stosunkowo tani surowiec, ale jednocześnie wysokoemisyjny. W świetle rosnących cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> jego wykorzystanie staje się coraz mniej opłacalne, a dodatkowo aspekty środowiskowe spowodowały, że w ostatnich latach nie były podejmowane inwestycje w rozpoznawanie, dokumentowanie złóż węgla brunatnego oraz nowe kopalnie odkrywkowe. W tej części dokumentu opisane zostanie podejście do wykorzystania tego surowca.

### Cel 3.2.1. Zapewnienie podaży na węgiel kamienny energetyczny i koksowy

Krajowy surowiec pokrywa większość zapotrzebowania na węgiel kamienny. Do 2016 r. wydobycie (bez uwzględnienia zmiany zapasów) w krajowych kopalniach węgla kamiennego (KWK) odpowiadało

<sup>95</sup> Surowce krytyczne omówione zostały w poprzednim rozdziale.

<sup>96</sup> Poprzez wielkopiecową produkcję stali, węgiel koksowy jest początkiem łańcucha każdego strategicznego sektora gospodarki od obronności, przez motoryzację, budownictwo, po odnawialne źródła energii. Węgiel koksowy stanowi ważne ogniwo energetyki odnawialnej i rozwoju niskoemisyjnej gospodarki, ponieważ produkty uboczne procesu koksowania wykorzystywane są w wysoko zaawansowanych technologiach, stanowią półprodukty do różnorodnych materiałów węglowych stosowanych w produkcji baterii, ogniw paliwowych czy elektrod do wytopu stali metodą łuku elektrycznego.

90% krajowego zużycia, w kolejnych latach do 2024 r. wynosiło 87-79%<sup>97</sup>. Ze względu na właściwości fizyko-chemiczne krajowy surowiec zaspokaja przede wszystkim potrzeby sektora energetyki zawodowej. Popyt gospodarstw domowych pokrywany jest w znacznej mierze surowcem z importu<sup>98</sup>.

Choć energetyczne wykorzystanie węgla wiąże się z emisjami, atutem źródeł opartych na tym paliwie jest ich zdolność operacyjna, umożliwiającą produkcję energii zgodną z zapotrzebowaniem w różnych okresach. Z tego względu zmniejszanie wykorzystania węgla musi być skorelowane w czasie z budową nowych źródeł oraz rozwiązań takich jak magazynowanie energii. To stanowi główną determinantę popytu na krajowy surowiec.

Na wykorzystanie węgla w gospodarce krajowej wpływ mają unijne regulacje klimatyczno-energetyczne. Oprócz celów ogólnych dotyczących redukcji emisji GHG, kształtowane są również przez **regulacje dotyczące redukcji emisji metanu**. Rozporządzenie UE 2024/1787 w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym ma na względzie zachowanie i poprawę stanu środowiska poprzez redukcję emisji metanu z energii pochodzącej z paliw kopalnych produkowanej lub zużywanej w UE. Rozporządzenie dotyczy również ograniczenia emisji metanu z sektora węglowego i zakłada nałożenie m.in. na przedsiębiorstwa górnicze ograniczenia emisji metanu odpowiednio: do 5 t/kt wydobytego węgla do 1 stycznia 2027 r. oraz do 3 t/kt wydobytego węgla do 1 stycznia 2031 r., co w warunkach polskich rodzić będzie dodatkowe wyzwania, ponieważ w wielu przedsiębiorstwach górniczych poziom emisji metanu jest wyższy niż podane wyżej wartości progowe. Dotychczasowe przedsięwzięcia wskazują, że koszty inwestycji związanych z gospodarczym wykorzystaniem metanu górniczego stanowią istotne wyzwanie ekonomiczne.<sup>99</sup>

Górnictwo węglowe i energetyka oparta na węglu stanowi stosunkowo duży segment krajowej gospodarki, dlatego sposób przeprowadzania transformacji musi przebiegać również z uwzględnieniem sprawiedliwego wymiaru transformacji regionów węglowych. Z tego względu zawarto dwie umowy społeczne mające na celu zapewnienie stabilności procesu wygaszania kopalń<sup>100</sup>. Umowa Społeczna określa harmonogram stopniowego ograniczania wydobycia węgla kamiennego, przy jednoczesnym zachowaniu bezpieczeństwa energetycznego kraju. Dokument ten stanowi ramę dla przewidywalnej transformacji, której realizacja jest spójna z postanowieniami Białej księgi transformacji ([link](#)) w szczególności w zakresie utrzymywania wybranych jednostek węglowych jako rezerwy systemowej, dywersyfikacji miks paliwowy oraz rozwoju alternatywnych źródeł energii w regionach górniczych.

Rola węgla kamiennego w krajowym systemie energetycznym i gospodarce przemysłowej jest kształtowana w sposób elastyczny, z uwzględnieniem zarówno zobowiązań międzynarodowych w zakresie redukcji emisji, jak i uwarunkowań krajowych. Zgodnie z postanowieniami Umowy Społecznej z dnia 28 maja 2021 r., proces odchodzenia od węgla w Polsce będzie przebiegał w sposób uporządkowany i społecznie akceptowalny, z zachowaniem mechanizmów osłonowych dla pracowników sektora górniczego oraz z zapewnieniem ciągłości funkcjonowania zakładów do czasu ich planowanego wygaszania.

W 2022 r. złożono wniosek notyfikacyjny do KE w sprawie tzw. **Nowego Systemu Wsparcia dla sektora wydobywczego węgla kamiennego**, który uwzględniał umowę społeczną dotyczącą transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego z 2021 r. Aby zapobiec niekontrolowanej upadłości spółek system przewiduje dopłaty w przypadku, gdy różnica między kosztami a dochodami jest dodatnia, ale jednocześnie ustanowiony jest mechanizm cen referencyjnych oraz określone limity wydobycia. Dedykowana pomoc przeznaczana ma być również na świadczenia osłonowych dla pracowników (urlopy górnicze, urlopy dla zatrudnionych w zakładach przeróbki mechanicznej węgla, jednorazowe odprawy

<sup>97</sup> Bilans Energii Pierwotnej, ARE S.A. w imieniu MKiŚ 2025, [link](#).

<sup>98</sup> W gospodarstwach domowych wykorzystywany jest węgiel kamienny o sortymentach średnich i grubych, podczas gdy krajowe wydobycie dostarcza przede wszystkim sortymenty o małym ziarnie, które mogły być wykorzystywane w masowo wycofywanych „kopciuchach”. Dodatkowo cena takiego surowca z importu jest często konkurencyjna, zwłaszcza ze względu na odkrywkowy, a nie głębinowy charakter wydobycia.

<sup>99</sup> Dane statystyczne dotyczące metanu kopalnianego w publikacji *Informacja o odmetanowywaniu i zagospodarowaniu metanu pochodzącego z kopalń węgla kamiennego w Polsce*, ARP S.A., [link](#).

<sup>100</sup> Aspekt sprawiedliwej transformacji regionów węglowych oraz tzw. umów społecznych został omówiony w 4. wymiarze.



pieniężne), a także finansowanie procesu likwidacji zakładów górniczych. Intencją strony polskiej jest jak najszybsze zatwierdzenie udzielanej pomocy.

Proces stopniowego wygaszenia działalności dotyczy 12 podziemnych zakładów górniczych – kopalń i ruchów (ZG) wydobywających węgiel kamienny energetyczny:

- 7 zakładów górniczych w Polskiej Grupie Górniczej S.A.: KWK RUDA w Rudzie Śląskiej (Ruch Pokój został już zlikwidowany, do likwidacji pozostały Ruch Bielszowice i Ruch Halemba), KWK Bolesław Śmiały w Łaziskach Górnych, KWK Sośnica w Gliwicach, KWK Piast–Ziemowit w Bieruniu, KWK Staszic–Wujek w Katowicach, KWK Mysłowice–Wesoła w Mysłowicach i KWK ROW w Rybniku (Ruchy Rydułtowy, Marcel, Chwałowice i Jankowice),
- 3 zakłady górnicze w Południowym Koncernie Węglowym S.A. – ZG Brzeszcze w Brzeszczach, ZG Sobieski w Jaworznie i ZG Janina w Libiążu,
- 1 zakład górniczy w Lubelskim Węglu Bogdanka S.A. – Kopalnia Bogdanka,
- 1 zakład górniczy w Węglukoks Kraj S.A. – KWK Bobrek–Piekary.

W ramach planowanych działań, w 2026 rozpocznie się likwidacja trzech jednostek produkcyjnych:

- KWK Bobrek w Bytomiu,
- Ruch Bielszowice w KWK Ruda w Rudzie Śląskiej,
- Ruch Wujek w KWK Staszic-Wujek w Katowicach.

Węgiel kamienny, obok swojej historycznej roli, pozostaje w perspektywie krótko i średnioterminowej istotnym elementem bilansu energetycznego. Jego wykorzystanie będzie stopniowo ograniczane, ale zachowa funkcję stabilizującą system elektroenergetyczny w okresach niedoboru mocy zeroemisyjnych. Odejście od węgla będzie uzależnione od rzeczywistego tempa rozwoju energetyki odnawialnej, jądrowej, gazowej oraz dostępności technologii magazynowania energii. Przyjęta w aKPEiK elastyczność znajduje swoje odzwierciedlenie w scenariuszach WEM i WAM (Załączniki 1 i 2), które różnią się dynamiką redukcji emisji i skali wykorzystania paliw kopalnych.” Uwzględniając założenia projektu *Białej księgi transformacji*, Polska przyjmuje elastyczne podejście do harmonogramu ograniczania wykorzystania węgla. Dokument ten zakłada, że tempo redukcji zależeć będzie od rzeczywistych postępów w rozwoju niskoemisyjnych źródeł wytwarzania oraz od sytuacji geopolitycznej. Dopuszcza się utrzymywanie wybranych jednostek węglowych jako rezerwy systemowej, z możliwością ich stopniowego wyłączenia w miarę wzrostu dyspozycyjnych mocy zeroemisyjnych.

Nadmierne uzależnienie od importu zwiększa podatność na skoki cen i ryzyko logistyczne. Koszty surowców sprowadzanych z zagranicy – powiększone o transport, ubezpieczenia i ryzyka kontraktowe – w ujęciu całkowitym mogą przewyższać koszty wykorzystania zasobów krajowych.

Dlatego realizowana będzie polityka równoważenia miksu poprzez utrzymanie racjonalnego poziomu krajowego wydobycia, dywersyfikacji kierunków dostaw oraz rozwoju nowoczesnych mocy wytwórczych.

Wydobycie węgla kamiennego w Polsce sukcesywnie spada. Po wybuchu pandemii spadło poniżej 60 mln t, a w 2024 r. wyniosło blisko 44 mln t<sup>101</sup>, z czego 32,6 mln t to węgiel energetyczny, a pozostałe ponad 11 mln t to węgiel koksowy. Zakończenie krajowej eksploatacji węgla kamiennego energetycznego nastąpi najpóźniej w 2049 r.

<sup>101</sup> Krajowe wydobycie węgla spada sukcesywnie z blisko 140 mln t na końcu lat 90., przez ok. 70–80 mln w latach 2009–2016. Wydobywanie węgla koksowego utrzymuje się w ostatnich latach na stałym poziomie ok. 11–12 mln t. Na podstawie kilku edycji publikacji *Bilans Energii Pierwotnej*, ARE S.A. w imieniu MKiŚ oraz *Sprawozdania o obrocie węglem kamiennym oraz ceny i kierunki zbytu węgla kamiennego*, ARP S.A.



**Prognozy wskazują, że krajowe zużycie węgla kamiennego energetycznego w 2030 r. wynosić będzie ok. 28 mln t zgodnie ze scenariuszem WEM, przy czym - w zależności od tempa transformacji – może się zmniejszyć do poziomu ok. 19 mln t w scenariuszu WAM. Import powinien mieć charakter jedynie uzupełniający.**

Ze względu na to, że wydobycie **węgla kamiennego koksowego** służy w szczególności produkcji stali i innych elementów niezbędnych do transformacji, a nie produkcji energii na cele komunalno-bytowe, jego wydobycie jest pożądane. Aktualnie unijne rozporządzenie metanowe nie dotyczy kopalń węgla koksowego, ale do 5 sierpnia 2027 r. Komisja przyjmuje akt delegowany<sup>102</sup> wprowadzający ograniczenia uwalniania do atmosfery metanu z szybów wentylacyjnych dla tej działalności. Wymaga to odpowiedniego przygotowania przez przedsiębiorstwa górnicze.

## POLITYKA

Polityka państwa nastawiona jest na **redukcję zapotrzebowania na węgiel kamienny**. Głównym źródłem pokrycia popytu na **węgiel kamienny energetyczny** w okresie transformacji będzie wydobycie krajowe, a import powinien mieć jedynie charakter uzupełniający. Z tego względu priorytetem jest zapewnienie możliwie najwyższej ekonomiki wydobycia surowca w kraju.

Zawarte umowy społeczne<sup>103</sup> i **procedowany w Komisji Europejskiej Nowy System Wsparcia dla sektora wydobywczego węgla kamiennego** mają zapewniać podaż surowca dla gospodarki, a jednocześnie mają na celu sprawiedliwe przeprowadzenie transformacji energetycznej – uwzględniając wpływ na pracowników branży węglowej i całych rynków zależnych od gospodarki węglowej.

Wsparcie finansowe i organizacyjne może być kierowane także **na potrzeby ograniczania negatywnego oddziaływania na środowisko wynikającego z wydobywania kopalin** czy likwidacji zakładów górniczych. Istniejący program NFOŚiGW *Zmniejszenie uciążliwości związanych z wydobyciem kopalin* powinien być dostosowany do zidentyfikowanych problemów, w celu zminimalizowania negatywnego wpływu na najbardziej dotknięte obszary. Działania wspierające powinny polegać w szczególności na:

- rekultywacji gruntów,
- uzdatnianiu, odprowadzaniu lub zagospodarowaniu wód kopalnianych,
- wprowadzaniu technologii ograniczających negatywny wpływ górnictwa na środowisko.

Ze względu na fakt, że właściwości krajowego surowca odpowiadają przede wszystkim potrzebom sektora energetyki zawodowej, **priorytetem pozostaje zmniejszanie zapotrzebowania na węgiel kamienny w gospodarstwach domowych** i odejście od jego wykorzystania, co ograniczy potrzeby importowe i wpłynie korzystanie na jakość powietrza. **Dopuszcza się, aby w przypadku niektórych zakładów górniczych zakończenie pracy nie miało charakteru trwałego zamknięcia, lecz opierało się tzw. systemie wstrzymanej eksploatacji.** Uniknięcie zatapiania i zniszczenia infrastruktury pozwoli na zapewnienie swego rodzaju rezerwy o charakterze strategicznym, na wypadek, gdyby przebieg transformacji odbiegał od wybranego scenariusza lub gdyby wystąpiła sytuacja kryzysowa, wymuszająca przywrócenie eksploatacji złóż.

Ze względu na to, że węgiel koksowy jest niezbędny dla przemysłu ciężkiego, jest trudno zastępowalny, a przy tym cechuje się ograniczonym poziomem zanieczyszczeń nie przewiduje się redukcji produkcji

<sup>102</sup> Na podstawie art. 22 ust. 3 rozporządzenia UE 2024/1787.

<sup>103</sup> Umowa społeczna dotycząca transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego oraz wybranych procesów transformacji województwa śląskiego z 2021 r. oraz Umowa społeczna dot. transformacji sektora elektroenergetycznego i branży górnictwa węgla brunatnego z 2022 r.

węgla koksowego. Lokalna produkcja będzie chroniona przez krajowe regulacje i powinna być wspierana przez unijne regulacje. W dobie wyzwania, jakie stanowi transformacja energetyczna, **zasoby węgla koksowego stanowią strategiczną rezerwę** dla hutnictwa, europejskiego i krajowego.

## DZIAŁANIA

- Działanie 119. Opracowanie i wdrażanie Krajowego programu poszukiwań surowców krytycznych
- Działanie 120. Efektywna gospodarka surowcami ważnymi dla krajowej i unijnej gospodarki
- Działanie 121. Projekt badawczy - Redukcja metanu z powietrza wentylacyjnego w procesie transformacji górnictwa węgla kamiennego
- Działanie 122. Analiza możliwości wdrożenia systemu wstrzymanej eksploatacji
- Działanie 123. Aktualizacja Polityki Surowcowej Państwa
- Działanie 156. Zapewnienie wsparcia dla regionów węglowych
- Działanie 157. Zapewnienie rozwoju regionów węglowych

### Cel 3.2.2. Stopniowe odchodzenie od węgla brunatnego

Elektrownie na węgiel kamienny i brunatny przez dziesięciolecia stanowiły podstawę wytwarzania energii elektrycznej w Polsce. Nadal odpowiadają za większość wytwarzania, ale ich rola ulega stopniowej zmianie. Techniczny jednostkowy koszt wytwarzania energii z węgla brunatnego jest stosunkowo niski, ale ze względu na wysoką emisyjność tego typu jednostek koszty uprawnień do emisji istotnie podwyższają koszt wytworzenia każdej MWh<sup>104</sup>. Negatywny wpływ na środowisko (m.in. obniżenie poziomu wód gruntowych, degradacja środowiska glebowego), wysoki poziom emisyjności wpływający na rosnące koszty wytwarzania energii elektrycznej z węgla brunatnego i dodatkowo utrudniony udział w mechanizmach wsparcia, a także zależność od kopalni odkrywkowych powodują, że wykorzystanie węgla brunatnego w krajowej gospodarce będzie spadać.

W Polsce wydobycie węgla brunatnego odbywa się w kopalniach zlokalizowanych w okolicy Elektrowni Bełchatów, Elektrowni Turów na Dolnym Śląsku oraz ZE PAK w Wielkopolsce i jest ściśle z powiązane z pracą tych elektrowni. Każda z tych jednostek ma określony plan odstawienia bloków, przy czym zakończenie pracy elektrowni może nastąpić wcześniej niż wyczerpanie złóż.

## POLITYKA

Mając na względzie negatywny wpływ na środowisko, wysoki poziom emisyjności wpływający na rosnące koszty wytwarzania energii elektrycznej z węgla brunatnego, konwencjonalne wydobycie węgla brunatnego na potrzeby energetyczne będzie zmniejszane.

Złoże węgla brunatnego o wielkości i wartości zasobów będą stanowić „rezerwę strategiczną”. Z tego względu tego typu złoża będą zabezpieczone przed zwartą zabudową terenów nad nimi (dotyczy wyłącznie terenów dotychczas niezabudowanych).

<sup>104</sup> Wizualizacja danych wytwórczych sięgających połowy XX w. dostępne są w stronie PSE S.A. w raportach rocznych z funkcjonowania KSE, [link](#). Emisyjność jednostek wytwórczych dostępna jest w raportach KOBiZE.

## Obszar 3.3. Pokrycie zapotrzebowania na gaz ziemny

Gaz ziemny odpowiada za istotną część pokrycia zapotrzebowania na energię pierwotną w kraju. Popyt na ten surowiec nie ulegnie spadkowi wcześniej niż ok. 2030 r. gdy przewiduje się szczyt zapotrzebowania. **Ze względu na pomostową rolę w procesie transformacji energetycznej, niezbędne jest zagwarantowanie pewności dostaw tego surowca do odbiorców.**

Ze względu na ograniczone zasoby krajowe gazu ziemnego, większość zapotrzebowania jest pokrywana surowcem z importu.

W tej części określono cele dotyczące dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego, pokrywania części popytu na surowiec zasobami własnymi, a także zapewniania odpowiednio rozwiniętej i sprawnej infrastruktury krajowej i transgranicznej, która umożliwia odbiorcom dostęp do surowca.

Obok określenia polityk i działań mających na celu pokrycie popytu na gaz ziemny, niezbędne jest także zdefiniowanie celów dotyczących gotowości do radzenia sobie z ograniczeniami lub przerwami w dostawach surowca, co również uwzględniono w tej części dokumentu.

Część zagadnień związanych z połączeniami międzysystemowymi znajduje się w 4. wymiarze. Natomiast szczegółowe dane o infrastrukturze i źródłach importu dostępne są w załączniku 2 do KPEiK w rozdziałach 4.1 i 4.2 oraz 3.6.

W 2024 r. łączne zużycie gazu ziemnego wyniosło ponad 19 mld m<sup>3</sup> (ekwiwalentu gazu wysokometanowego).<sup>105</sup> Analizy do KPEiK przewidują się, że szczyt krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny nastąpi około 2030 r., zaś w perspektywie 2040 r. zapotrzebowanie będzie spadać.<sup>106</sup>

### zużycie gazu ziemnego

|      |                                                  |
|------|--------------------------------------------------|
| 2030 | 23,5 (WEM) –<br>24,7 (WAM)<br>mld m <sup>3</sup> |
| 2040 | 19,3 (WEM) –<br>13,6 (WAM)<br>mld m <sup>3</sup> |

### Cel 3.3.1. Dywersyfikacja dostaw (importu) gazu ziemnego

Kryzys na rynkach energetycznych w latach 2021–2022 r. pokazał jak bardzo istotne jest zapewnienie odpowiednio głębokiej dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego, mając na względzie uzależnienie pokrycia krajowego popytu od importu. W 2024 r. dostawy gazu ziemnego spoza kraju stanowiły niemal 81%<sup>107</sup> rocznego zużycia.

Sytuacja Polski w obszarze bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego pozostaje znacznie lepsza niż w przypadku większości innych państw europejskich, gdyż inwestycje infrastrukturalne (m.in. terminal LNG w Świnoujściu i Baltic Pipe) zostały zrealizowane w takim czasie, aby możliwe było nieprzedłużanie kontraktu z rosyjską spółką Gazprom. Ich użytkowanie stwarza także możliwości zwiększenia roli Polski w kontekście przesyłu i handlu gazem w regionie.

<sup>105</sup> Łącznie gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego wyniosło w 2024 r. ok. 704 PJ, *Bilans Energii Pierwotnej*, ARE S.A. w imieniu MKiŚ 2025, [link](#).

<sup>106</sup> Warto podkreślić, że prognozy zapotrzebowania na gaz ziemny opracowane przez operatora systemu przesyłowego gazu ziemnego mogą podawać wyższe wartości. Operator prognozuje w oparciu o szczegółową wiedzę o zużyciu odbiorców w ujęciu dobowym, analizy ryzyka dotyczące tego segmentu rynku, jak również ryzyko niepełnego zrealizowania scenariuszy rządowych w obszarze rozwoju alternatywnych rozwiązań. Szczegóły ujęto w załączniku 1 i załączniku 2 do aKPEiK w rozdziale 3.5.

<sup>107</sup> Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2024 r., Ministerstwo Energii 2025 r. [link](#)

**Celem w obszarze dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego jest utrzymanie osiągniętego uniezależnienia od dostaw z jednego źródła (lub kierunku) w okresie transformacji oraz możliwości eksportowych do państw zainteresowanych wykorzystywaniem infrastruktury transgranicznej.**

Cel może ulec zmianie w długiej perspektywie, gdy zapotrzebowanie krajowej gospodarki na gaz ziemny spadnie do poziomu, dla którego największą część dostaw zapewniać będzie wydobywanie własne w kraju i za granicą. Docelowo gaz ziemny powinien być zastępowany przez elektryfikację procesów, a także zastępowanie gazu ziemnego biometanem oraz wodorem.

## POLITYKA

Cel w zakresie dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego będzie realizowany przez:

- dalsze zapewnienie możliwości odbioru dostaw gazu ziemnego, dzięki odpowiedniej ochronie i utrzymaniu pełnej funkcjonalności:
  - gazociągu Baltic Pipe, umożliwiającego import z szelfu norweskiego i duńskiego,
  - terminalu regazyfikacyjnego LNG w Świnoujściu,
  - połączeń z systemami państw sąsiadujących (Niemcy, Litwa, Czechy, Słowacja, Ukraina).
- budowę terminalu LNG typu FSRU (ang. *Floating Storage Regasification Unit*) w Zatoce Gdańskiej w terminie do 2027/2028 r.,
- zapewnienie odpowiednio rozwiniętej i sprawnej infrastruktury przesyłowej wewnątrz kraju.

Łączne zdolności importowe i zdolności regazyfikacyjne terminalu LNG przewyższają krajowe zapotrzebowanie roczne na gaz ziemny. Nie przewiduje się rozbudowy istniejących połączeń międzysystemowych, ale inwestycja w terminal FSRU jest uzasadniona ze względu na prognozowany wzrost krajowego zapotrzebowania dobowego, w sezonie zimowym, konkurencyjność cenową LNG oraz zapotrzebowania na gaz w regionie.

Kluczową rolę w pokryciu zapotrzebowania na gaz ziemny będą mieć dostawy z kierunku norweskiego za pośrednictwem Baltic Pipe, następnie z USA i Kataru w postaci LNG (w oparciu o wieloletnie umowy zawarte przez ORLEN S.A.). Nie przewiduje się importu z kierunku wschodniego (tj. Rosja, Białoruś).

## DZIAŁANIA

- Działanie 125. Utrzymanie sprawnych połączeń międzysystemowych i terminalu LNG w Świnoujściu
- Działanie 126. Budowa terminalu FSRU w Zatoce Gdańskiej

### Cel 3.3.2. Utrzymanie krajowego wydobycia gazu ziemnego

Choć głównym źródłem pokrycia zapotrzebowania na gaz ziemny w Polsce są dostawy spoza kraju, część popytu pokrywana jest krajowym wydobyciem. Lokalne wykorzystanie surowca redukuje koszty związane z transportem, a jednocześnie jest to działalność wpływająca na wzrost PKB. Aktywność gospodarcza wpływa także na utrzymanie krajowych kompetencji technicznych, które mogą być

W Polsce wydobywa się gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany, które różnią się właściwościami fizycznymi i wartością opałową. Z tego względu ten drugi uszlachetniany jest do jakości gazu wysokometanowego, bądź wykorzystywany jest lokalnie.

wykorzystane również w innych obszarach związanych z transformacją i funkcjonowaniem gospodarki.

Krajowe wydobycie gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego utrzymuje się na stosunkowo stałym poziomie. W 2024 r. wyniosło ok. 3,6 mld m<sup>3</sup> (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy) co odpowiadało ok. 19% zapotrzebowania na surowiec. Zasoby krajowe gazu zaazotowanego Lw ulegają jednak stopniowemu wyczerpywaniu się. W związku z tym w latach 2025-2035 niezbędne będzie etapowe przestawienie systemu przesyłowego zasilanego gazem zaazotowanym na gaz wysokometanowy. Działanie to wpłynie tym samym na zwiększenie zapotrzebowania na usługę przesyłową na gaz wysokometanowy. Alternatywą wpływającą na zmniejszenie importu gazu ziemnego do kraju oraz pozwalającą na zwiększenie wykorzystania krajowych źródeł energii może być popularyzacja produkcji gazów zdekarbonizowanych. Dotyczy to w szczególności rozpoczęcia wytwarzania biometanu, który swoimi parametrami fizycznymi nie różni się w praktyce od gazu ziemnego, ale także produkcja wodoru.

**Celem do 2030 r. jest utrzymanie poziomu krajowego wydobycia gazu ziemnego na możliwie stałym, stabilnym poziomie oraz rozwijanie wykorzystania gazów odnawialnych i niskoemisyjnych, stanowiących alternatywę dla gazu ziemnego.**

## POLITYKA

Nadal głównym sposobem pokrycia zapotrzebowania na gaz ziemny będzie import oraz wydobycie krajowe. W dalszej perspektywie, gdy popyt na surowiec będzie spadał, tempo spadku wydobycia własnego będzie niższe niż redukcja importu, choć może to ulegać zmianie w oparciu o zmieniające się warunki rynkowe.

Utrzymanie stabilnego wydobycia własnego gazu ziemnego wymaga kontynuowania poszukiwania, rozpoznawania, dokumentowania i zagospodarowania nowych złóż, które zastąpią wyeksploatowane złoża, a także zwiększania efektywności produkcji, również przez wykorzystywanie innowacyjnych metod intensyfikacji wydobycia węglowodorów. Jest to korzystne zarówno dla odbiorców, jak i podmiotów z branży poszukiwawczo-wydobywczej, ponieważ gaz ziemny z własnego wydobycia standardowo charakteryzuje się największą konkurencyjnością cenową. Podejmowane będą również działania w celu usprawnienia procesu rozpoznawania i dokumentowania złóż gazu ziemnego, nadzoru nad wielkością wydobycia gazu ziemnego ze złóż oraz efektywnego przepływu informacji.

Kwestie rozwoju wykorzystania biometanu oraz wodoru zostały opisane odpowiednio w częściach oraz Obszar 3.4.

## DZIAŁANIA

- Działanie 120. Efektywna gospodarka surowcami ważnymi dla krajowej i unijnej gospodarki
- Działanie 123. Aktualizacja Polityki Surowcowej Państwa

### Cel 3.3.3. Zapewnienie odpowiedniego stanu i rozwoju infrastruktury przesyłu, magazynowania i dystrybucji gazu ziemnego

System przesyłowy gazu ziemnego składa się z dwóch współpracujących ze sobą systemów zarządzanych przez operatora systemu przesyłowego:

- Krajowego Systemu Przesyłowego, na który składają się systemy gazu ziemnego wysokometanowego E i zaazotowanego Lw (w obszarze województwa lubuskiego, wielkopolskiego i dolnośląskiego), Systemu Gazociągów Tranzytowych
- Terminalu LNG.

Niektórzy odbiorcy końcowi są także przyłączeni do krajowego systemu przesyłowego gazowego. Podziemne magazyny gazu ziemnego pełnią ważną rolę w zapewnieniu ciągłości i bezpieczeństwa dostaw gazu do odbiorców końcowych i sieci dystrybucyjnych. Dostawy do odbiorców końcowych odbywają się bezpośrednio przez system przesyłowy lub przez system dystrybucyjny, ale ważną rolę w zarządzaniu dostawami gazu i zabezpieczeniu na sytuacje awaryjne pełni 7 instalacji podziemnych magazynów gazu ziemnego (PMG)<sup>108</sup>, połączonych z gazowym systemem przesyłowym.

Ponieważ zasoby krajowe gazu ziemnego zaazotowanego Lw ulegają stopniowemu wyczerpywaniu, w latach 2025-2035 niezbędne będzie etapowe przestawienie systemu przesyłowego zasilanego gazem zaazotowanym na gaz wysokometanowy. Działanie to wpłynie tym samym na zwiększenie zapotrzebowania na usługę przesyłową na gaz ziemny wysokometanowy.

Zapewnienie odpowiedniego stanu infrastruktury gazowej, jej rozbudowa, a także wystarczająca w stosunku do konsumpcji pojemność magazynowa, to czynniki wpływające na obecną i perspektywiczną pewność dostaw gazu ziemnego do odbiorców, co ma istotne znaczenie dla funkcjonowania gospodarki.

Krajowy system przesyłowy zasilany jest przywozem paliw gazowych z zagranicy, wydobywaniem krajowym oraz podziemnymi magazynami gazu.

Z tego względu działalność w tym obszarze jest ściśle określona w ustawie – Prawo energetyczne i regulowana przez Prezesa URE. Funkcjonowanie krajowych systemów gazowych jest nadzorowane przez ministra właściwego do spraw energii we współpracy z ministrem właściwym do spraw gospodarki surowcami energetycznymi. Kluczową rolę pełnią operator systemu przesyłowego gazowego (OSPg) – OGP GAZ-SYSTEM S.A. i operator systemu magazynowania (OSM) – Gas Storage Poland sp. z o.o. Ponadto OGP GAZ-SYSTEM S.A. jest także operatorem polskiego odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał – Europa Zachodnia (SGT) do 2068 r.<sup>109</sup>. Poza OSPg i OSM funkcjonują także operatorzy systemu skraplania i regazyfikacji gazu ziemnego, a także operatorzy systemu dystrybucyjnego gazowego. Wśród kilkudziesięciu operatorów systemu dystrybucyjnego gazowego w Polsce dominującą rolę pełni Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o., która dystrybuuje rocznie blisko 12 mld m<sup>3</sup> gazu za pośrednictwem ponad 213 tys. km gazociągów (długość sieci gazowej wraz z czynnymi przyłączami).

Przed podmiotami realizującymi zadania w obszarze funkcjonowania i rozwoju systemu przesyłowego i dystrybucyjnego oraz magazynowania gazu ziemnego stoją wyzwania związane z koniecznością dostosowania instalacji i urządzeń do transportowania i magazynowania również innych gazów oraz w obszarze cyberbezpieczeństwa.

**Celem podejmowanych działań jest zapewnienie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa dostaw i stabilności funkcjonowania infrastruktury gazowej, pozwalającego na pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania, również w kontekście regionalnym, a także ewentualnego dostosowywania infrastruktury**

<sup>108</sup> PMG Wierzchowice (Wielkopolska); grupa Sanok: PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzędz i PMG Brzeźnica; magazyny kawernowe: KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo.

<sup>109</sup> Okres wyznaczenia OSP dla polskiego odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał – Europa Zachodnia (SGT) wynika z ustawy - nowelizacji uPE z lutego 2022 r.

**do możliwości transportu i magazynowania gazów odnawialnych i niskoemisyjnych,  
zgodnie z uzasadnieniem rynkowym i możliwościami technicznymi.**

## POLITYKA

Zapewnienie odpowiedniego stanu i rozwoju infrastruktury gazu ziemnego będzie opierać się o regulowaną działalność dedykowanych podmiotów – operatorów. Tak jak dotychczas **operator systemu przesyłowego** będzie realizować zadania określone w planach rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na okres 10 lat (obecnie obowiązuje plan na okres 2026–2035), zaś operatorzy **systemów dystrybucyjnych** będą nadal opracowywać i realizować takie plany w perspektywie 5-letniej. Również operator systemu magazynowania będzie realizował zadania określone w planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na pojemności instalacji magazynowych na okres 10 lat.

### Przesył

Plany rozwoju systemu przesyłowego ([link](#)) określone są w oparciu o analizy techniczne oraz prognozy zapotrzebowania na surowiec, a prowadzone inwestycje powinny uwzględniać możliwość transportu gazów zdekarbonizowanych<sup>110</sup>. Inwestycje kluczowe w tym obszarze umożliwią połączenie Terminalu FSRU z Krajowym Systemem Przesyłowym i transport gazu ziemnego w kierunku centralnej i południowo-wschodniej Polski.

W perspektywie 2035 r. planowane są inwestycje w obszarze rozbudowy zdolności przesyłowych w tych rejonach Polski, w których następuje wzrost zużycia paliwa gazowego (aglomeracja warszawska i Górny Śląsk). Do najważniejszych inwestycji w perspektywie 2033 r. zalicza się:

- 1) brakująca infrastruktura od wschodniej strony Warszawy (gazociąg Stanisławów – Wola Karczewska),
- 2) infrastruktura domykająca korytarz od Zatoki Gdańskiej przez centralną Polskę,
- 3) uzupełnienie sieci w województwie śląskim (gazociąg Rybnik – Oświęcim),
- 4) brakująca infrastruktura w Małopolsce i na Śląsku (gazociąg Skoczów – Komorowice – Oświęcim),
- 5) uzupełnienie sieci na Dolnym Śląsku (gazociąg Krzeczyn – Legnica).

Oprócz inwestycji zidentyfikowanych jako strategiczne dla rozwoju krajowego systemu przesyłowego gazowego realizowane i planowane są liczne mniejsze inwestycje, zarówno modernizacyjne, jak i rozbudowujące istniejące moce przesyłowe i tłoczenia gazu ziemnego.

W związku z operowaniem przez OGP GAZ-SYSTEM S. A. powierzonym majątkiem technicznym Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał – Europa Zachodnia, operator realizuje również inwestycje związane z tą infrastrukturą. Działania w perspektywie 2027 r. dotyczą w szczególności:

- przebudowy i modernizacji obiektów SGT,
- odseparowania powierzonego majątku technicznego od niepowierzonego
- połączenia krajowego systemu przesyłowego z powierzoną infrastrukturą SGT. Do kluczowych punktów zalicza się połączenia w Zambrowie, Ciechanowie, Wydartowie, Włocławku i Długiej Goślinie.

Programy funkcjonalne takie jak Nowa Koncepcja Zasilania Warszawy, Korytarz Centrum-Wschód i związane z nimi inwestycje w budowę infrastruktury przesyłowej nie wypełniają luk czy braków w systemie przesyłowym gazu ziemnego, a są odpowiedzią na rosnące zapotrzebowanie ze strony

<sup>110</sup> Trzeba podkreślić, że gazy, takie jak wodór nie powinny trafiać do odcinków zbudowanych w starych technologiach, narażonych na korozję i przenikanie gazów przez ściany gazociągu. Transport biometanu powinien być zapewniony w każdym przypadku, pod warunkiem zapewnieniu odpowiedniej czystości gazu.



odbiorców końcowych, rozwój elektroenergetyki opartej o bloki gazowe lub wynikają z konieczności wypełniania obowiązków nałożonych na OSPg w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego oraz odpowiedniego stanu infrastruktury gazowej.

## Magazynowanie

Magazyny gazu ziemnego to niezwykle ważna infrastruktura oddziałująca na zarządzanie dostawami, ale i długookresowym bezpieczeństwem gazowym. Obecna pojemność PMG pozwalająca zmagazynować 3,3 mld m<sup>3</sup> ulegnie zwiększeniu w wyniku zakończenia rozbudowy największego magazynu gazu ziemnego w Polsce – PMG Wierzchowice (z 1,3 mld m<sup>3</sup> do 2,1 mld m<sup>3</sup> do 2026 r.), do łącznej pojemności ok. 4,1 mld m<sup>3</sup> i możliwości odbioru ok. 60 mln m<sup>3</sup> na dobę w perspektywie 2030/2031.

Prowadzone będą dalsze analizy w zakresie potrzeby i zasadności dalszych inwestycji magazynowych, mając na względzie szczegółowe prognozy potrzeb systemowych, a także perspektywicznego wykorzystania gazów odnawialnych, jak np. biometanu.

## DZIAŁANIA

- Działanie 127. Zwiększanie pojemności i mocy odbioru systemu magazynowania paliw gazowych
- Działanie 128. Rozbudowa i modernizacja systemu gazowego przesyłowego i dystrybucyjnego zgodnie z przyjętymi planami rozwoju oraz ich aktualizacjami

### Cel 3.3.4. Zapewnienie gotowości do radzenia sobie z ograniczeniami w dostawach gazu ziemnego

Zakłócenie dostaw gazu ziemnego do krajowego systemu gazowego lub nieprzewidziane sytuacje mające wpływ na jego funkcjonowanie i pokrywanie potrzeb odbiorców oraz możliwość wystąpienia nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania wymagają określonego zabezpieczenia.

Obszar ten został uregulowany w *rozporządzeniu UE 2017/1938* dotyczącym bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, w którym określono przepisy obejmujące kwestie m.in. odpowiedzialności, standardów dostaw i infrastruktury, ocen ryzyka czy konieczności opracowania planów zapobiegawczych i planów na wypadek sytuacji nadzwyczajnej. Zgodnie z art. 8 ust. 2 lit a–b Polska posiada **plan działań zapobiegawczych** oraz **plan na wypadek sytuacji nadzwyczajnej** – oba dokumenty zostały zaktualizowane w 2023 r. Aktualizację przeprowadza się co 4 lata lub częściej w przypadku potrzeb.

W *Planie działań zapobiegawczych 2023* ([link](#)) określono środki mające na celu usunięcie lub złagodzenie ryzyka i zagrożeń w dostawach gazu ziemnego wysokometanowego, scharakteryzowano również zdolności Polski do dostarczania gazu ziemnego zgodnie ze standardami określonymi w *rozporządzeniu UE 2017/1938*. W dokumencie odniesiono się również do segmentu gazu zaazotowanego. Szczególna uwaga poświęcona została zapewnieniu zgodności ze standardem w zakresie dostaw do odbiorców należących do grupy odbiorców chronionych, w czasie 30 dni nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na gaz ziemny z prawdopodobieństwem wystąpienia raz na 20 lat (w Polsce wynosi ok. 1 226,8 mln m<sup>3</sup>). Dokument zawiera również najważniejsze elementy współpracy regionalnej oraz opis mechanizmów stosowanych do celów współpracy pomiędzy państwami członkowskimi w odpowiednich grupach ryzyka.

W *Planie na wypadek sytuacji nadzwyczajnej* ([link](#)) określono:

- (a) zakres odpowiedzialności uczestników rynku oraz organu właściwego za bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego (w rozumieniu art. 3 ust. 2 *rozporządzenia UE 2017/1938*);
- (b) zasady monitorowania krajowego rynku gazu ziemnego;

- (c) role, procedury postępowania, dostępne środki, schematy komunikacji między podmiotami w przypadku wystąpienia poszczególnych stanów kryzysowych;
- (d) działania podejmowane przez organy administracji publicznej, przedsiębiorstwa energetyczne, operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemu połączonego gazowego, operatora systemu dystrybucyjnego gazowego, operatora systemu skraplania gazu ziemnego oraz operatora systemu magazynowania – w każdym ze stanów kryzysowych;
- (e) rolę organu właściwego oraz sposoby postępowania w przypadku wystąpienia sytuacji kryzysowej, w tym tryb wykorzystania środków rynkowych i nierynkowych.

Jednocześnie krajowe prawodawstwo określa uniwersalne zasady postępowania na wypadek sytuacji kryzysowej w ramach poniższych aktów prawnych:

- *ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym,*
- *rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 17 lutego 2021 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego,*
- *rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 maja 2023 r. w sprawie sposobu prowadzenia rozliczeń oraz bilansowania systemu przesyłowego gazowego w okresie uruchomienia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz w okresie wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego.*

**Celem jest zapewnienie kompleksowego systemu gotowości do radzenia sobie z ograniczeniami w dostawach gazu ziemnego w sytuacjach nadzwyczajnych i zwiększonego zapotrzebowania na surowiec.**

## POLITYKA

Gotowość do radzenia sobie z ograniczeniami w dostawach gazu ziemnego w sytuacjach nadzwyczajnych opiera się przede wszystkim na posiadaniu odpowiedniej infrastruktury przesyłowej i magazynowej, a także na efektywnym zestawie procedur oraz rozwiązań pozwalających na uniknięcie sytuacji kryzysowych lub istotne zredukowanie ich skutków.

W tym celu cyklicznie aktualizowany będzie **plan działań zapobiegawczych** oraz **plan na wypadek sytuacji nadzwyczajnej** a weryfikacja jego wdrażania i skuteczności będzie jak dotychczas opierać się na monitoringu i sprawozdawczości. Podmioty realizujące działania określone w **Planie działań zapobiegawczych** są zobowiązane do składania ministrowi właściwemu ds. **gospodarki surowcami energetycznymi** kwartalnych sprawozdań z realizacji działań służących poprawie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego. Sprawozdania zawierają harmonogram prac, przewidywany termin zakończenia inwestycji, zagrożenia dla realizacji inwestycji zidentyfikowane przez podmiot realizujący oraz jej wpływ na scenariusze kryzysowe zidentyfikowane w aktualnej *Ocenie ryzyka* oraz *Planie działań zapobiegawczych*.

Ponadto do dnia 1 września każdego roku operator systemu przesyłowego gazowego w porozumieniu z przedsiębiorstwami dokonującymi przywozu gazu ziemnego na terytorium Polski przygotowuje raport dotyczący przygotowania systemu gazowego do sezonu zimowego z uwzględnieniem analizy pokrycia szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny w warunkach bezawaryjnych. Jednocześnie minister właściwy ds. gospodarki surowcami energetycznymi corocznie opracowuje **sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych** co pozwala na ocenę stanu i podejmowanie ewentualnych niezbędnych działań mających na celu wzmocnienie bezpieczeństwa gazowego państwa.

## DZIAŁANIA

Działanie 124. Cykliczna aktualizacja planu działań zapobiegawczych oraz planu na wypadek sytuacji nadzwyczajnej oraz monitoring realizacji zadań wpisanych w planie działań zapobiegawczych

## Obszar 3.4. Pokrycie zapotrzebowania na odnawialne paliwa gazowe – biometan oraz wodór

Transformacja systemów energetycznych uwzględnia alternatywne rozwiązania dla gazu ziemnego, takie jak zrównoważona produkcja biometanu oraz wodór niskoemisyjny i wodór odnawialny pochodzenia niebiologicznego. Wraz z rosnącym udziałem w systemie energetycznym odnawialnych źródeł energii zależnych od pogody, takich jak elektrownie wiatrowe i słoneczne, ważną rolę będą odrywały dyspozycyjne źródła gazowe stabilizujące dostawy energii elektrycznej i zapewniające elastyczność systemu elektroenergetycznego. Biometan, przy zapewnieniu odpowiedniej jakości, praktycznie w dowolnych proporcjach może być mieszany z gazem ziemnym i transportowany sieciami gazowymi oraz długoterminowo magazynowany w systemie gazowym. To paliwo odnawialne może być łącznie z gazem ziemnym wykorzystane w szczytowych blokach gazowych w okresach niewystarczającej podaży energii słońca i wiatru. W horyzoncie średnio- i długoterminowym rolę bilansowania systemu elektroenergetycznego pełnić będzie także wodór niskoemisyjny i wodór odnawialny. Wymienione gazy docelowo powinny częściowo zastąpić gaz ziemny do celów związanych z energią końcową, mając na uwadze dążenie do dekarbonizacji krajowej gospodarki.

Zarówno biometan jak i wodór niskoemisyjny oraz odnawialny pochodzenia niebiologicznego odgrywać będą kluczową rolę w dekarbonizacji przemysłu, zwłaszcza w sektorach trudnych do ograniczenia emisji GHG, w których elektryfikacja nie jest jeszcze realną opcją do wdrożenia na szeroką skalę. Wodór niskoemisyjny i odnawialny pochodzenia niebiologicznego będzie wykorzystany przede wszystkim jako surowiec dla przemysłu chemicznego (produkcja nawozów), rafineryjnego oraz stalowego (produkcja stali). Oba gazy odegrają także rolę w dekarbonizacji transportu, przy czym wodór szczególnie w produkcji paliw lotniczych.

Mając na uwadze powyższe, zapewnienie warunków rozwoju produkcji i rynków gazów zdekarbonizowanych stanowiących realną alternatywę dla gazu ziemnego staje się nowym komponentem perspektywicznego zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Rozwój rynku biometanu nie wymaga nowego krajowego szkieletu infrastrukturalnego, a przede wszystkim wsparcia organizacyjnego i finansowanego. Natomiast w odniesieniu do branży wodorowej niezbędne jest zapewnienie infrastruktury do transportowania wodoru oraz jego magazynowania, a poziom krajowej produkcji wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego musi służyć do pokrycia wymagających regulacji RED III.

Poniżej określono cele dotyczące warunków rozwoju krajowej produkcji biometanu oraz wodoru niskoemisyjnego i wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego, jak również zapewnienia rozwoju infrastruktury do transportu i magazynowania wodoru.

### Cel 3.4.1. Zapewnienie warunków rozwoju krajowej produkcji biometanu

**Biometan** jest otrzymywany w procesie oczyszczenia biogazu lub biogazu rolniczego powstałych w wyniku fermentacji metanowej materii organicznej. **Zrównoważona produkcja biometanu** oparta powinna być w szczególności o zagospodarowanie pozostałości, produktów ubocznych i odpadów, takich jak: odchody zwierzęce (gnojowica i obornik), odpady z produkcji roślinnej,

Biometan to gaz o parametrach zbliżonych do gazu ziemnego, który powstaje w wyniku oczyszczenia biogazu i biogazu rolniczego.

odpady z niektórych gałęzi przemysłu (np. przetwórstwo rolno-spożywcze, papiernictwo), osady ściekowe, bioodpady selektywnie zbierane (np. odpady kuchenne). Do produkcji biometanu mogą być wykorzystywane także międzyplony i rośliny energetyczne. Biometan produkowany z substratów odpadowych wpisuje się w realizację biogospodarki obiegu zamkniętego. Krajowy potencjał techniczny produkcji biometanu z substratów o charakterze odpadowym wynosi 8 mld m<sup>3</sup>, jednak biorąc pod uwagę zróżnicowaną wielkość źródeł substratów i stopień ich rozproszenia w terenie potencjał wdrożeniowy to 4,7 mld m<sup>3</sup>, z czego potencjał inwestycyjny dostępny w lokalizacjach (gminach) o największej koncentracji substratów jest mniejszy i wynosi ok. 3,2 mld m<sup>3</sup><sup>111</sup>. Jest to wielkość, która ma znaczenie dla zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Część potencjału zostanie zagospodarowana na potrzeby biogazowni, w szczególności w przypadku mniejszych źródeł substratów.

W Polsce sektor biometanu znajduje się w bardzo wstępnej fazie rozwoju, przy czym blisko 100 inwestycji jest na różnym etapie przygotowania<sup>112</sup>. Inwestorzy wskazują na kluczowe znaczenie systemu wsparcia, zarówno w obszarze nakładów inwestycyjnych, jak i kosztów operacyjnych. Rynek oczekuje na pierwsze aukcje dla biometanu. Choć wyzwania związane z kosztami inwestycjami i operacyjnymi oraz przyłączeniem instalacji do sieci gazowej o odpowiedniej chłonności są nadal bardzo duże, rozwój tej technologii niesie znaczącą możliwość redukcji kosztów wytwarzania biometanu w kolejnych latach<sup>113</sup>.

Obok biometanowni wprowadzających biometan do sieci gazowej bądź wytwarzających biometan w formie skroplonej, funkcjonować będą także biogazownie, mające duże znaczenie przy tworzeniu tzw. lokalnych obszarów bilansowania, a także dla zapewnienia ciepła miejscowej społeczności.

**W scenariuszu WEM krajowa produkcja biometanu w 2030 r. prognozowana jest na poziomie ok. 0,5 mld m<sup>3</sup>, natomiast wyniki scenariusza WAM wskazują produkcję niemal ok. 1 mld m<sup>3</sup>.**

Krajowa produkcja biometanu w 2040 roku według scenariusza WEM będzie zbliżona do roku 2030 i wyniesie ok. 0,56 mld m<sup>3</sup>. Natomiast scenariusz WAM zakłada znaczny wzrost produkcji do poziomu ok. 3,3 mld m<sup>3</sup>, tak aby w dłuższej perspektywie możliwe było pokrywanie znaczącej części zapotrzebowania na paliwa gazowe biometanem i gazem ziemnym z własnych źródeł.

## POLITYKA

Według prognozy zaopatrzenia w paliwa na rok 2030 i w dalszej perspektywie **biometan** będzie stanowić ważny element dywersyfikacji krajowego miksu energetycznego i transformacji energetyczno-klimatycznej. Ponadto produkcja biometanu niesie wiele korzyści dla lokalnych społeczności i gospodarki o obiegu zamkniętym, dlatego intensyfikowane będzie wsparcie w tym obszarze.

Priorytetowe jest stworzenie ułatwień w zakresie wprowadzania z biometanu do sieci gazowych, przy czym prognozuje się rosnący w czasie udział biometanu w paliwie gazowym w sieciach. Ograniczony potencjał produkcji zrównoważonego biometanu i jego obecne wyższe koszty wytwarzania niż cena zakupu gazu ziemnego (łącznie z opłatą za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>) sprawiają, że biometan powinien być wykorzystywany w najbardziej efektywny i racjonalny sposób, możliwie najbliżej miejsca produkcji, co pomoże w racjonalnym zastępowaniu paliw kopalnych. Pozwoli to zastępować paliwa kopalne w bilansowaniu OZE w KSE. Biometan będzie mieć także zastosowanie w ciepłownictwie systemowym, w którym rosnącą rolę odgrywać będą elektrociepłownie zasilane paliwami gazowymi. Biometan to także paliwo i surowiec dla przemysłu oraz paliwo w sektorze transportu (zwłaszcza ciężkim).

<sup>111</sup> Analiza pn. *Realny potencjał produkcji biometanu w Polsce*, Narodowe Centrum Badań i Rozwoju 2024, [link](#).

<sup>112</sup> Analiza *Stan i perspektywy rozwoju instalacji biometanowych w Polsce*, Polska Organizacja Biometanu 2025, [link](#).

<sup>113</sup> *Insights into the current cost of biomethane production from real industry data*, Biomethane Industrial Partnership, [link](#).

Istniejący system wsparcia operacyjnego dla biometanu to system dopłat *feed in premium* dla instalacji OZE wytwarzających biometan w ilości odpowiadającej mocy do 1 MW (przeliczonej na moc zainstalowaną elektryczną). Dla pobudzenia branży:

- Wdrożone zostaną regulacje w formie **aukcji dla biometanu**, dzięki czemu wytwórcy, w instalacjach OZE o mocy ekwiwalentnej w paliwie gazowym powyżej 1 MW<sub>e</sub>, będą mieli możliwość skorzystać z dedykowanego systemu wsparcia, pod warunkiem wprowadzenia biometanu do sieci gazowej. Warto, aby system wsparcia promował stosowanie rozwiązań związanych z brakiem uciążliwości zapachowej oraz ograniczeniem emisji biometanu do atmosfery, czyli **kryteria pozacenowe**. Będzie to sprzyjać zwiększeniu akceptacji społecznej dla tego typu instalacji.
- Wskazane jest objęcie systemem aukcyjnym także biometanu dostarczanego do krajowej sieci gazowej w inny sposób niż za pomocą bezpośredniego przyłącza instalacji do sieci gazowej.

Niezwykle ważna jest także współpraca samorządów z inwestorami, zwłaszcza poprzez uwzględnianie biogazowni i biometanowni w planach ogólnych gmin. Analizowane mogą być również inne bodźce dla rozwoju branży związane np. możliwościami modyfikacji wymagań dla zatłaczania gazu do sieci czy wdrożenie mechanizmów stymulujących popyt na biometan w poszczególnych sektorach.

## DZIAŁANIA

- Działanie 11. Instrument finansowy – system taryf gwarantowanych i dopłat do cen rynkowych
- Działanie 12. Pakiet wsparcia rozwoju rynku biometanu i biogazu
- Działanie 71. Wsparcie rozwoju biogazowni rolniczych

### Cel 3.4.2. Zapewnienie warunków rozwoju krajowej produkcji wodoru

Według danych za 2023 r. Polska jest trzecim producentem i konsumentem wodoru na potrzeby przemysłu w Europie<sup>114</sup>, przy czym w Polsce produkowany jest głównie tzw. szary wódór, pochodzący z reformingu parowego paliw kopalnych. Wdrażana polityka klimatyczno-energetyczna wymaga obecnie zastosowania przede wszystkim wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego, wytwarzanego z wykorzystaniem energii w pełni odnawialnej. W części dotyczącej redukcji emisji procesowych w przemyśle (Cel 1.2.4) przedstawiono rolę jaką w transformacji tego sektora ma odgrywać wódór odnawialny pochodzenia niebiologicznego.

Dyrektywa RED III obliuguje państwa członkowskie do zapewnienia, aby **wódór odnawialny pochodzenia niebiologicznego stanowił 42% do 2030 r. i 60% do 2035 r. paliw stosowanych do celów związanych z energią końcową i celów innych niż energetyczne w przemyśle**<sup>115</sup>. W warunkach polskich cel ten dotyczy przede wszystkim przemysłu chemicznego (produkcja nawozów azotowych) oraz przemysłu stalowego (produkcja stali). Ponadto należy zapewnić, aby udział RFNBO w energii **dostarczanej do sektora transportu wyniósł co najmniej 1 punkt procentowy w 2030 r.**<sup>116</sup> Wykorzystanie wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego w tych gałęziach gospodarki przyczyni się do redukcji w zakresie emisji gazów cieplarnianych.

<sup>114</sup> Clean Hydrogen Monitor 2024, Hydrogen Europe, [link](#).

<sup>115</sup> Art. 22a znowelizowanej dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.

<sup>116</sup> Art. 25 ust. 1 lit. b dyrektywy UE 2023/2413 – RED III.

W dalszej perspektywie wodór niskoemisyjny i odnawialny pochodzenia niebiologicznego (zamiennie z biometanem) oraz amoniak spalane w elektrowniach i elektrociepłowniach częściowo zastąpią gaz ziemny, przyczyniając się do bilansowania systemu elektroenergetycznego.

Na potrzeby realizacji unijnych celów w **przemśle i transporcie**, Polska będzie potrzebować w 2030 r. ok. **200 tys. t<sup>117</sup> wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego** (do jego produkcji potrzebne jest ok. 12 TWh energii elektrycznej<sup>118</sup>). Dotychczas szacowano, że możliwa do osiągnięcia w 2030 r. jest budowa mocy wytwórczych z niskoemisyjnych źródeł i procesów na poziomie **około 2 GW** (zgodnie z *Polską Strategią Wodorową do roku 2030 z perspektywą do roku 2040*). Wolumen ten jednak nie będzie pokrywał całości zapotrzebowania na wodór odnawialny pochodzenia niebiologicznego w Polsce w 2030 r., dlatego pożądany jest rozwój krajowych mocy produkcyjnych. Ponadto budowa nowych mocy źródeł OZE spełniających wymogi *rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) 2023/1184* będzie trudna do realizacji. Pokrycie brakujących wartości wymaga importu surowca.

**W perspektywie 2030 r. priorytetem jest dążenie do spełnienia celu dyrektywy RED III w zakresie wykorzystania wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego w przemyśle i transporcie oszacowanego łącznie na 200 tys. t rocznie.**

## POLITYKA

Ograniczona dostępność wodoru w państwach sąsiadujących – również ze względu na transformację prowadzoną w tych krajach, a także ryzyko uzależnienia od importu na nierozwiniętym rynku, powodują, że w pierwszej kolejności celem będzie budowa własnych zdolności produkcyjnych. Priorytetem jest zapewnienie wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego dla przemysłu i transportu, tak aby umożliwić realizację ambitnych celów dyrektywy RED III.

W ramach prac nad polityką sektorową **planowana jest aktualizacja *Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 z perspektywą do roku 2040***. Dokument będzie określać ścieżki rozwoju rynku wodoru w Polsce wraz ze wskazaniem optymalnych scenariuszy. Przeanalizowane zostaną wyzwania, takie jak: krajowy potencjał produkcji niskoemisyjnego i odnawialnego wodoru (w tym pochodzenia niebiologicznego) w odniesieniu do specyfiki działania systemu elektroenergetycznego z dużym udziałem OZE, budowa infrastruktury do przesyłu oraz potencjalny import wodoru niskoemisyjnego i odnawialnego pochodzenia niebiologicznego lub jego pochodnych (np. amoniaku). Aktualizacja *Polskiej Strategii Wodorowej* pozwoli **określić, czy z punktu widzenia gospodarki oraz bezpieczeństwa energetycznego optymalnym rozwiązaniem jest produkcja wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego w Polsce czy import** – i w jakiej skali. Pozwoli także na określenie roli wodoru niskoemisyjnego w dekarbonizacji gospodarki.

Planowana jest kontynuacja działań związanych z przygotowaniem **kompleksowych rozwiązań legislacyjnych**, które uzupełnią zasady funkcjonowania rynku wodoru określone w *ustawie z dnia 21 listopada 2024 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz innych niektórych ustaw*, a także instrumentów wsparcia dla **produkcji wodoru odnawialnego, wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego i niskoemisyjnego**. Szerszy opis dotyczący wodoru w przemyśle w części Cel 1.2.4.

Rozwijane będą dotychczasowe inicjatywy wynikające z zawartego w 2021 r. *Porozumienia na rzecz budowy gospodarki wodorowej*, jak również w ramach tzw. dolin wodorowych.

## DZIAŁANIA

- Działanie 55. Aktualizacja *Polskiej Strategii Wodorowej*

<sup>117</sup> Wg szacunków Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

<sup>118</sup> Taką ilość energii mogłoby wyprodukować ok. 6,7 GW mocy wiatrowych.

- o Działanie 57. Wsparcie budowy mocy wytwórczych do produkcji wodoru odnawialnego (w tym pochodzenia niebiologicznego) i niskoemisyjnego
- o Działanie 58. Analiza potrzeby budowy i wykorzystania infrastruktury do importu amoniaku lub wodoru, w tym budowy morskiego terminalu portowego do przetadunku amoniaku lub wodoru.

### Cel 3.4.3. Zapewnienie rozwoju infrastruktury do transportu i magazynowania wodoru oraz jego pochodnych

W związku z rozwojem rynku wodoru konieczne będzie zbudowanie całkowicie nowej infrastruktury przesyłowej dla wodoru, w szczególności połączeń międzysystemowych. Dzięki centralnej pozycji geograficznej i politycznej, Polska ma ambicje odegrania ważnej roli w tym procesie, gdyż może stanowić zarówno kraj tranzytowy między krajami regionu Morza Bałtyckiego i Niemcami, jak i odpowiadać za koordynację handlu wodorem w całym regionie Europy Środkowo-Wschodniej, w tym także z Ukrainą. Rozwój tego rodzaju infrastruktury w znacznym stopniu przyczyni się do roli Polski jako rzeczywistego integratora regionalnego rynku wodoru. Ponadto, infrastruktura transgraniczna może pełnić kluczową rolę w pokryciu zapotrzebowania krajowych odbiorców na odnawialny wodór.

Ze względów ekonomicznych często rozwiązaniem najbardziej efektywnym jest wykorzystywanie wodoru lokalnie, w bezpośrednim sąsiedztwie miejsca produkcji. Minimalizuje to straty transportowe i obniża koszty logistyczne, zwiększając opłacalność jego zastosowania. Jednocześnie w Polsce centra produkcji będą w wielu przypadkach oddalone od miejsc wykorzystywania wodoru, co powoduje potrzebę **rozwoju infrastruktury do przesyłu i dystrybucji wodoru**, amoniaku lub ich pochodnych chemicznych. Istotny jest rozwój zarówno odpowiednich rurociągów, jak i terminali przetadunkowych. Prawdopodobnie dla potrzeb wodoru będzie mogła być wykorzystana pewna część infrastruktury gazu ziemnego, lecz dotyczy to w szczególności nowych i modernizowanych odcinków.

Celem podejmowanych działań jest **zapewnienie budowy i rozwoju bezpieczeństwa infrastruktury do transportu wodoru lub jego pochodnych chemicznych, pozwalającej na pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania na te nośniki energii i surowce.**

## POLITYKA

### Przesył

Dla zapewniania rozwoju infrastruktury do transportu wodoru **zostaną opracowane brakujące przepisy** określające zasady funkcjonowania rynku wodoru oraz zasady jego przesyłu i dystrybucji, w tym zasady ich finansowania. W listopadzie 2024 r. przyjęta została *ustawa o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2024 r. poz. 1881)* określająca niektóre elementy ram prawnych dla transportu i dystrybucji wodoru, w tym wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego. Określenie pełnych ram prawnych będzie wymagać implementacji przyjętego w 2024 r. *pakietu gazowo-wodorowego*, na który składają się *dyrektywa UE 2024/1788 w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru* oraz *rozporządzenie UE 2024/1789 w sprawie rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru*.

Jednocześnie w ramach aktualizacji *Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 z perspektywą do roku 2040* określone zostaną kluczowe z punktu widzenia gospodarki wodorowej przedsięwzięcia związane z infrastrukturą wodorową bądź infrastrukturą do transportu amoniaku. Polska będzie także **wspierać**



inicjatywę polegającą na budowie Nordycko-Bałtyckiego Korytarza Wodorowego – o potencjalnym przebiegu od Finlandii, przez kraje bałtyckie, Polskę po Niemcy oraz rozwój innej infrastruktury do transgranicznego przesyłu wodoru i krajowej sieci przesyłowej wodoru. Tego typu działania pozwolą na realną weryfikację potencjału importowego, zapewnią możliwość szerszej wymiany wiedzy w kontekście efektywnego transportu i magazynowania wodoru, a także umożliwią przyłączenie do krajowej sieci wodoru uczestnikom rynku, w tym producentom i konsumentom wodoru.

## Magazynowanie

Mając na względzie znaczenie wodoru dla przeprowadzenia transformacji energetycznej w bezpieczny sposób oraz uwzględniając unijne cele klimatyczne, za niezwykle ważne uznaje się rozpoznanie możliwości magazynowania tego gazu. Według *Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 z perspektywą do roku 2040* spośród potencjalnych podziemnych magazynów wodoru, takich jak wyeksploatowane złoża naftowe i gazowe czy warstwy wodonośne, za optymalne rozwiązanie ze strony ekonomicznej, jak również pod względem specyfiki wodoru uznano **kawerny solne**. Z kolei przechowywanie wodoru w naziemnych zbiornikach może okazać się potrzebne, gdy technologie wodorowe zaczną być wdrażane na masową skalę, a wzrost zapotrzebowania i liczby odbiorców spowoduje konieczność budowy dużych zbiorników buforowych.

Ze względu na potencjał rozwoju branży wodorowej oraz dynamikę przyrostu wyników działalności badawczo-rozwojowej na kolejnych etapach rozwoju rynku **opracowany zostanie dokument, który określi plan działań w zakresie podziemnego magazynowania wodoru**, wytypowania pokładowych i wysadowych złóż soli kamiennej w Polsce do podziemnego magazynowania wodoru czy wskazania technologii mających zastosowanie w budowie i użytkowaniu podziemnego magazynu wodoru w kawernach solnych. Istotne znaczenie dla rozpoznania potencjału może mieć również udział w inicjatywach międzynarodowych, które wpłyną na poszerzenie wiedzy dotyczącej gospodarowania wodorem.

## DZIAŁANIA

- Działanie 127. Zwiększanie pojemności i mocy odbioru systemu magazynowania paliw gazowych
- Działanie 129. Wsparcie dla realizacji Nordycko-Bałtyckiego Korytarza Wodorowego oraz innej infrastruktury do przesyłu wodoru o charakterze transgranicznym i krajowym
- Działanie 130. Przygotowanie planu działań w zakresie wielkoskalowego magazynowania wodoru w kawernach solnych

## Obszar 3.5. Pokrycie zapotrzebowania na ropę naftową i paliwa ciekłe

Ropa naftowa jest strategicznie ważnym surowcem energetycznym dla gospodarki krajowej, a globalny popyt na ten surowiec nie ulegnie spadkowi wcześniej niż w 2030 r. – wówczas przewiduje się szczyt zapotrzebowania. Paliwa ropopochodne po 2030 r. dalej będą pełniły kluczową rolę w sektorze transportu, a ich znaczenie gospodarcze będzie wciąż wysokie, m.in. z uwagi na rosnącą rolę w sektorze petrochemicznym.

Ze względu na ograniczone zasoby krajowej ropy naftowej, zdecydowana większość zapotrzebowania jest pokrywana surowcem z importu

Agresja Federacji Rosyjskiej na Ukrainę w lutym 2022 r. spowodowała konieczność określenia na nowo strategicznych priorytetów dotyczących sektora energetyki związanej z ropą naftową i paliwami ropopochodnymi. Embargo na rosyjską ropę i paliwa ciekłe oraz w konsekwencji zaprzestanie importu ropy naftowej oraz paliw z Rosji doprowadziło do głębokich zmian w systemie bezpieczeństwa energetycznego państw UE w zakresie dostaw surowców energetycznych.

W tej części określono cele dotyczące dywersyfikacji dostaw ropy naftowej i paliw ciekłych spoza kraju, a także zapewnienia odpowiednio rozwiniętej i sprawnej infrastruktury krajowej, która umożliwia odbiorcom dostęp do ropy i paliw ciekłych.

### Cel 3.5.1. Dywersyfikacja dostaw (importu) ropy naftowej

W latach 2011–2024 w Polsce zużywało się ok. 24–27 mln t ropy naftowej rocznie, a tylko ok. 3–4% pokrywane jest wydobyciem własnym<sup>119,120</sup>.

W wyniku zmian w strukturze dostaw surowców energetycznych, droga importu ropy wykorzystująca do 2022 r. rurociąg „Przyjaźń” została zastąpiona dostawami morskimi poprzez Naftoport w Gdańsku, co spowodowało zwiększenie poziomu wykorzystania infrastruktury Naftoportu oraz rurociągu Pomorskiego do wielkości zbliżonych do maksymalnych. Zmiana punktu ciężkości systemu dostaw ropy naftowej z dostaw ze wschodu na dostawy morskie sprawiła, że rurociąg „Przyjaźń” zaczął pełnić znacznie mniejszą rolę w systemie bezpieczeństwa paliwowego Polski.

Krajowy system przesyłu i dystrybucji paliw ciekłych zasilany jest produkcją w zakładach rafineryjnych w Płocku i Gdańsku, a także importem drogą morską i lądową.

Również zmiany w strukturze bezpieczeństwa energetycznego w Niemczech spowodowały znaczący wzrost roli Naftoportu oraz polskiej infrastruktury przesyłowej. W 2023 r. dostawy ropy z Naftoportu do dwóch wschodniemieckich rafinerii w Schwedt i Leunie stanowiły 75% ich zapotrzebowania. Należy podkreślić, że nawet rozbudowa zdolności odbiorczych portu w Rostocku oraz rurociągu Rostock–Schwedt nie spowoduje, że znaczenie tranzytu ropy przez Polskę zmniejszy się, ale wciąż będzie kluczowe i będzie stanowiło około 50% potrzeb importowych rafinerii Leuna i Schwedt.

Powyższa infrastruktura ma więc kluczowe znaczenie zarówno dla Polski, jak i Europy Środkowej, co powoduje konieczność zapewnienia jej nieprzerwanego działania, w tym zapewnienie możliwości prowadzenia robót naprawczych i modernizacyjnych na pracującej infrastrukturze.

Niniejsza sytuacja wymaga **rozbudowy infrastruktury wewnętrznej ukierunkowanej na zapewnienie możliwości zwiększenia importu ropy naftowej drogą morską**. Celem nadrzędnym pozostaje zapewnienie nieprzerwanych dostaw ropy naftowej do rafinerii w Polsce i za granicą, także w sytuacjach kryzysowych.

**Polska wyznacza na 2030 r. cel dalszego zapewnienia stabilności dostaw ropy naftowej drogą morską do rafinerii krajowych i zagranicznych przy jednoczesnej rozbudowie infrastruktury przesyłowej i przeładunkowej.**

<sup>119</sup> Najwyższe zużycie globalne w tym okresie przypadło na lata 2018–2019. *Bilans Energii Pierwotnej*, ARE S.A. w imieniu MKiŚ 2025, [link](#).

<sup>120</sup> Więcej szczegółowych danych i informacji dotyczących infrastruktury surowcowo-paliwowej znajduje się w załączniku 2 w rozdziale 4.2.3. Natomiast schemat infrastruktury wytwórczej i transportowej ropy i paliw ciekłych znajduje się załączniku 3 w rozdziale 3.

## POLITYKA

Związana z wybuchem wojny w Ukrainie zmiana oraz dywersyfikacja kierunków importu ropy przez Polskę, w tym zwiększone dostawy tankowcami jej różnych gatunków, wymuszają postawienie na czele inwestycyjnych priorytetów rozbudowę infrastruktury odbiorczej, w tym Naftoportu, oraz zapewnienie odpowiednio rozwiniętej i sprawnej infrastruktury przesyłowej wewnątrz kraju, w tym optymalizację wydajności i bezpieczeństwa eksploatacji Rurociągu Pomorskiego.

Polski rynek paliwowy jest zliberalizowany, dlatego dla zapewnienia odpowiednich podstaw dla decyzji inwestorskich niezwykle istotne jest zapewnienie właściwego prognozowania potrzeb sektora rafineryjnego. W tym celu Rządowa Agencja Rezerw Strategicznych od 2019 r. opracowuje prognozy krajowego zapotrzebowania na pojemności magazynowe dla zapasów interwencyjnych i handlowych paliw i ropy naftowej na okres 10 lat, które są aktualizowane cyklicznie co 2 lata.

Zestawienie prognozowanej wielkości zapasów oraz pojemności magazynowych wskazuje, że w kolejnych latach istnieje nadwyżka wolnych pojemności nad potrzebami magazynowymi w zakresie zapasów interwencyjnych i operacyjnych. Na koniec 2023 r. nadwyżka ta wynosiła 4%. Biorąc pod uwagę aktualne pojemności magazynowe na ropę naftową i prognozę zapotrzebowania na surowiec do 2030 r. nie przewiduje się budowy nowych zbiorników na ropę naftową. Działania związane z dążeniem do neutralności klimatycznej nastawione są na spadek wykorzystania paliw kopalnych, ale równocześnie ważne jest zapewnienie odpowiednich pojemności magazynowych paliw ciekłych (produktów przetwarzania ropy naftowej) do czasu możliwego istotnego zmniejszenia ich zużycia. Z tego względu dostosowanie pojemności magazynowych na paliwa ciekłe będzie realizowane zgodnie z planami spółek, biorąc pod uwagę potrzeby rynku w tym zakresie.

Cel dotyczący zapewnienia nieprzerwanych dostaw ropy naftowej będzie realizowany przez:

- zapewnienie funkcjonowania oraz rozwój zdolności przeładunkowych Naftoportu w Gdańsku;
- zapewnienie odpowiednio rozwiniętej i sprawnej infrastruktury przesyłowej wewnątrz kraju, w tym optymalizację wydajności i bezpieczeństwa eksploatacji Rurociągu Pomorskiego;
- cykliczną analizę potrzeb rynku w zakresie pojemności magazynowych dla ropy i paliw;
- poprawę warunków technicznych wykorzystania podziemnych magazynów ropy naftowej i paliw.

## DZIAŁANIA

- Działanie 132. Monitorowanie potrzeb magazynowych w zakresie ropy naftowej i paliw ciekłych
- Działanie 133. Wsparcie inwestycji mających na celu dywersyfikację oraz zwiększenie dostaw ropy naftowej, w tym m.in. zwiększenie możliwości przeładunkowych Naftoportu oraz zapewnienie odpowiednio rozwiniętej i sprawnej infrastruktury przesyłowej wewnątrz kraju, w tym optymalizację wydajności i bezpieczeństwa eksploatacji Rurociągu Pomorskiego

### Cel 3.5.2. Zapewnienie odpowiedniego stanu i rozwoju infrastruktury paliwowej

W rezultacie zbrojnej agresji Rosji wobec Ukrainy, Polska w 2023 r. zaprzestała sprowadzania paliw ciekłych z Rosji z wyjątkiem gazu płynnego LPG, którego import z Rosji całkowicie zakończył się do 20 grudnia 2024 r.

Zmiany w strukturze dostaw paliw ciekłych do Polski sprawiły, że kluczowe w tej kwestii stały się dostawy paliw przez terminale paliwowe w portach morskich w Szczecinie, Świnoujściu, Gdańsku i Gdyni. Wzrosło również znaczenie dostaw lądowych z Niemiec, Czech, Słowacji oraz Litwy. Zmiana punktu ciężkości

dostaw stawia przed Polską nowe wyzwania logistyczne w zakresie transportu drogowego i kolejowego paliw ciekłych.

## Polska wyznacza na 2030 r. cel dalszego zapewnienia stabilności funkcjonowania systemów przesyłu i dystrybucji paliw ciekłych oraz ich dalszej rozbudowy.

## POLITYKA

W związku ze zmianą struktury dostaw paliw, nadrzędnym celem w zakresie systemów przesyłu i dystrybucji jest zapewnienie ich stabilnego funkcjonowania oraz zapewnienie odpowiedniej ilości paliw na rynku. Polska będzie kontynuować dotychczasową politykę bezpieczeństwa paliwowego przede wszystkim z uwagi na prognozowany dalszy wzrost krajowego zapotrzebowania na paliwa, ale też ze względu na interes polityczny Polski oraz sojuszniczy.

Cel będzie realizowany przez:

- utrzymanie sprawnego zaplecza logistycznego z systemami państw sąsiadujących (Niemcy, Czechy, Słowacja, Ukraina, Litwa) oraz morskimi terminalami paliwowymi;
- zapewnienie funkcjonowania oraz rozwój zdolności przeładunkowych morskich terminali paliwowych (również w zakresie LPG) w Szczecinie, Świnoujściu, Gdańsku oraz Gdyni włącznie z bazą magazynową w Dębogórze;
- rozbudowę pojemności baz paliw; zgodnie z bieżącym zapotrzebowaniem na pojemności magazynowe;
- działania w zakresie przedłużenia systemu rurociągów paliwowych NATO do Polski;
- cykliczną analizę potrzeb rynku w zakresie pojemności magazynowych dla ropy i paliw.

## DZIAŁANIA

- Działanie 120. Efektywna gospodarka surowcami ważnymi dla krajowej i unijnej gospodarki
- Działanie 131. Zapewnienie sprawnie funkcjonującej logistyki dostaw paliw, wspieranie rozwoju infrastruktury przeładunkowej, przesyłowej i magazynowej oraz działań zmierzających do przedłużenia systemu rurociągów paliwowych NATO (NATO's Pipeline System, tzw. NPS) do Polski
- Działanie 132. Monitorowanie potrzeb magazynowych w zakresie ropy naftowej i paliw ciekłych

## Obszar 3.6. Pokrycie zapotrzebowania na biomasę

**Techniczny potencjał biomasy ma z natury charakter ograniczony, ponieważ zależy od realnie dostępnych zasobów w określonym miejscu i czasie.** Z tego względu wykorzystując biomasę w celach energetycznych należy wziąć pod uwagę te części zasobów, które stanowią niezagospodarowaną nadwyżkę. **Obecnie biomasa odgrywa kluczową rolę w polskim systemie energetycznym, szczególnie w sektorze ciepłownictwa.** Zgodnie z danymi Urzędu

Krajowe zasoby biomasy obejmują ulegające biodegradacji produkty, odpady lub pozostałości pochodzenia biologicznego z rolnictwa, leśnictwa i powiązanych działów przemysłu, w tym rybołówstwa i akwakultury, a także ulegającą biodegradacji frakcję odpadów, w tym odpadów przemysłowych i miejskich pochodzenia biologicznego.

Regulacji Energetyki za 2024 rok<sup>121</sup> w ciepłownictwie systemowym biomasa odpowiadała za wytworzenie 14,3% ciepła i aż 97% produkcji ciepła z odnawialnych źródeł energii.

Względem instalacji energetycznego wykorzystania biomasy o mocy cieplnej powyżej 20 MW (próg zostanie obniżony do 7,5 MW poprzez wdrożenie dyrektywy RED III) wprowadzono wymóg spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju (KZR). **Energia wytworzona z biomasy spełniającej kryteria zrównoważonego rozwoju może zostać uznana za odnawialną.** Kryteria KZR określono w dyrektywie RED II<sup>122</sup>, dotyczą one m.in. zakazu pozyskiwania biomasy z terenów o wysokiej wartości bioróżnorodności i terenów zasobnych w pierwiastek węgla czy wprowadzenia wymogu osiągnięcia określonego poziomu redukcji GHG, co jednoznacznie promuje wykorzystanie do celów energetycznych przede wszystkim pozostałości i odpadów.

**Prognozy krajowej produkcji biomasy** stałej w 2030 r. są zbliżone zarówno w scenariuszu WEM, jak i WAM, przyjmując wartość ok. 365 – 377 PJ. Natomiast w 2040 r. w scenariuszu WAM produkcja spada do wartości 328 PJ, podczas gdy w scenariuszu WEM utrzymuje się na poziomie ok. 370 PJ.

Zasoby krajowej biomasy stałej obejmują: biomasę leśną (z lasów państwowych, prywatnych i tzw. lasów poza ewidencją), produkty uboczne przerobu drewna, biomasę pochodzenia rolniczego (biomasę pochodzącą z upraw energetycznych, a także odpady lub pozostałości z produkcji rolnej oraz przemysłu przetwarzającego jej produkty). Ponadto biomasę pochodzenia rolniczego stanowią pozostałości i produkty uboczne z rolnictwa oraz przemysłu rolno-spożywczego, które obecnie są wykorzystywane do produkcji biogazu rolniczego, a w przyszłości również do produkcji biometanu. Ich wykorzystanie systematycznie rośnie wraz z rozwojem biogazowni rolniczych. W 2024 r. do produkcji biogazu rolniczego wykorzystano 7,5 mln ton substratów, z czego substraty odpadowe stanowiły ponad 90%.

Zasoby biomasy drzewnej są obecnie w dużej części zagospodarowane na cele energetyczne: w ogrzewnictwie indywidualnym oraz sektorze energetyki zawodowej, w tym w ciepłownictwie. W dniu 7 września 2025 r. weszło w życie *rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z 30 maja 2025 r. w sprawie szczegółowych cech jakościowo-wymiarowych drewna energetycznego*<sup>123</sup>, które określa cechy drewna energetycznego, które może być wykorzystywane na cele energetyczne. Ww. rozporządzenie uniemożliwia przetworzenie drewna pełnowartościowego, w celu jego zaklasyfikowania jako drewno energetyczne, a następnie spalania, dzięki czemu ww. surowiec będzie wykorzystywany w możliwie najbardziej efektywny sposób. Należy podkreślić, że ww. regulacja **nie wprowadza ograniczeń w zakresie wykorzystania drewna do celów grzewczych w gospodarstwach domowych**, w szczególności w kominkach.

Na cele energetyczne poprzez spalanie pozostaje do zagospodarowania znaczna nadwyżka słomy oraz rozwój celowych plantacji energetycznych. Prognozowany jest wzrost ilości biomasy z plantacji energetycznych z uwzględnieniem ostrożnych założeń co do arealów i plonów.

Dyrektywa RED III wprowadza *zasadę kaskadowego wykorzystywania biomasy*<sup>124</sup>. W myśl tej zasady **priorytetowe jest wykorzystanie biomasy leśnej do celów materiałowych względem wykorzystania energetycznego**. Celem jest zapewnienie sprawiedliwego dostępu do zasobów biomasy mając na uwadze innowacyjne produkty z biomasy i zastosowania o wysokiej wartości dodanej oraz **rozwój zrównoważonej biogospodarki o obiegu zamkniętym**. Ma to znaczenie w kontekście systemów wsparcia dla bioenergii. Dyrektywa jednak wskazuje, że możliwe jest odejście od zasady kaskadowości, np. z uwagi na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii lub brak lokalnej przetwórci drewna. Odstępstwa te wymagają jednak każdorazowo uzasadnienia i informowania Komisji Europejskiej, są zatem wyjątkiem od reguły kaskadowości. Zasada kaskadowego wykorzystania surowca drzewnego została wdrożona

<sup>121</sup> Raport „Energetyka ciepła w liczbach – 2024”, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, listopad 2025.

<sup>122</sup> Art. 29 dyrektywy RED II.

<sup>123</sup> Dz.U. z 2025 r. poz. 746.

<sup>124</sup> Art. 3 ust. 3 dyrektywy RED III.

do polskiego prawodawstwa w ramach rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z 30 maja 2025 r. w sprawie szczegółowych cech jakościowo-wymiarowych drewna energetycznego.

## POLITYKA

Odpowiadając na potrzebę wykorzystania drewna w sposób najbardziej korzystny ekonomicznie i środowiskowo, konieczne jest zapewnienie, **aby w energetyce zawodowej wykorzystanie biomasy dotyczyło tylko surowca drzewnego o najniższej jakości.**

W sektorze ciepłownictwa systemowego biomasa może stanowić paliwo w okresie przejściowym, z uwagi na konieczność spełnienia kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego. Zwłaszcza w mniejszych ciepłowniach, w regionach o dużej zasobności biomasy będzie to racjonalne rozwiązanie. W dalszej perspektywie zwiększenie udziału bezemisyjnych odnawialnych źródeł energii, takich jak słońce i wiatr, w krajowym systemie elektroenergetycznym, pozwoli na coraz większy stopień elektryfikacji ciepłownictwa.

Definicja **drewna energetycznego** zawarta została w art. 2 pkt 7a ustawy o odnawialnych źródłach energii. Wskazany przepis stanowi, że drewno energetyczne to surowiec drzewny, który ze względu na cechy jakościowo-wymiarowe posiada obniżoną wartość techniczną i użytkową uniemożliwiającą jego przemysłowe wykorzystanie, a także surowiec drzewny stanowiący biomasę pochodzenia rolniczego. *Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 30 maja 2025 r. w sprawie szczegółowych cech jakościowo-wymiarowych drewna energetycznego (Dz. U. poz. 746)* porządkuje sytuację na krajowym rynku drewna wskazując rodzaje i parametry biomasy, które mogą być wykorzystane do celów energetycznych przez przedsiębiorstwa energetyczne, a jednocześnie zabezpieczając pełnowartościowy surowiec drzewny do wykorzystania przez przemysł drzewny.

## DZIAŁANIA

- Działanie 86. Zasada kaskadowego wykorzystania biomasy
- Działanie 87. Opracowanie strategii biogospodarki

## Obszar 3.7. Perspektywiczne pokrycie zapotrzebowania na paliwo jądrowe

W polskim systemie energetycznym obecnie nie występują elektrownie jądrowe, jednak w perspektywie roku 2040 możliwe jest uruchomienie **pierwszej wielkoskalowej elektrowni jądrowej** (po 2035 r.) realizowanej w ramach *Programu Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ)* na Pomorzu (gmina Choczewo) oraz pierwszego bloku drugiej siłowni planowanej również w ramach programu PPEJ. Jednocześnie duże zainteresowanie inwestorskie w zakresie budowy małych reaktorów jądrowych (SMR, ang. small modular reactors), może umożliwić uruchomienie pierwszych jednostek w perspektywie 2040 r. Łączna moc zainstalowana jednostek jądrowych może wynieść w 2040 r. blisko 6 GW, a po 2040 r. ok. 9,5 GW (netto).

W związku z tym, w tej części strategii określone zostało podejście do zapewniania bezpiecznych dostaw paliwa jądrowego, ale także odniesienie do krajowych zasobów złóż uranu.

Zasady funkcjonowania energetyki jądrowej są ściśle wystandaryzowane na arenie międzynarodowej, dlatego ich przestrzeganie jest kluczowe w obszarze zapewniania bezpieczeństwa jądrowego.

### Cel 3.7.1. Zapewnienie bezpiecznych dostaw (importu) paliwa jądrowego

Bezpieczeństwo dostaw paliwa jądrowego zależy od pewności dostaw koncentratu uranowego, dostępu do usług cyklu paliwowego, a także pewności i niezawodności transportu materiałów jądrowych na różnych etapach cyklu paliwowego, a w końcu transportu gotowego paliwa jądrowego. Zasady dotyczące dostaw uranu i usług jądrowego cyklu paliwowego w ramach UE reguluje Traktat EURATOM.

Złoża rudy uranowej występują w różnych częściach świata. Zasadność ekonomiczna eksploatacji złóż uranu zależy głównie od jego ceny rynkowej. Obecnie w związku ze wzrastającym popytem obserwowany jest wzrost cen uranu, co będzie zachęcać firmy wydobywcze do zagospodarowywania nowych złóż. Zgodnie z ustaleniami przyjętymi w *Programie polskiej energetyki jądrowej* ([link](#)) z 2020 r. uran i paliwo powinny być dostarczane z krajów bezpiecznych, a w szczególności z krajów UE bądź szerzej z OECD. Kontrakty na dostawy paliwa jądrowego zawierane są przez właścicieli elektrowni z wyprzedzeniem na okres co najmniej kilkuletni i obejmują wszystkie usługi jądrowego cyklu paliwowego potrzebne do stworzenia produktu końcowego w postaci kaset paliwowych do reaktora. Umowy takie podlegają zgłoszeniu do Agencji Dostaw Euratom (ang. *Euratom Supply Agency*), która posiada instrumenty zabezpieczające kraje członkowskie przed ewentualnymi problemami z dostępnością paliwa.

Równolegle należy rozważyć zasadność budowy własnych lub regionalnych zdolności z obszaru jądrowego cyklu paliwowego. Potencjalne inwestycje w tym zakresie mogą stać się elementem powiązanym z budową drugiej elektrowni jądrowej, a w szczególności mogą stać się elementem oferty zintegrowanej na jej budowę. Kwestie związane z bezpieczeństwem dostaw paliwa będą brane pod uwagę przy wyborze technologii dla drugiej elektrowni jądrowej. Równocześnie dopuszczenie technologii reaktorów ciężkowodnych do postępowania konkurencyjnego, które do produkcji paliwa nie potrzebują procesu wzbogacania uranu, potencjalnie otwiera możliwość redukcji uzależnienia od dostaw z zewnątrz wyłącznie do importu koncentratu uranowego poprzez zapewnienie produkcji paliwa, bez konieczności usług konwersji, wzbogacania i rekonwersji uranu. Równolegle należy dążyć do wzmacniania europejskich zdolności w obszarze wszystkich etapów jądrowego cyklu paliwowego.

**Polska wyznacza na 2030 r. cel w postaci zawarcia umowy na dostawę paliwa na potrzeby pierwszego bloku pierwszej polskiej elektrowni jądrowej.**

## POLITYKA

Mając na względzie bezpieczeństwo energetyczne będzie się dążyć do tworzenia wieloletnich zapasów paliwa jądrowego. Gromadzenie kilkuletniego zapasu tego paliwa jest stosunkowo łatwe do realizacji, ze względu na jego specyfikę.

Zakup usług fabrykacji (produkcji gotowych kaset paliwowych) do elektrowni jądrowych w pierwszej fazie funkcjonowania polskiej energetyki jądrowej (np. dla pierwszego i drugiego wsadu paliwa) będzie związany z zakupem konkretnej technologii. Stosowaną na świecie praktyką jest zapewnianie przez dostawcę technologii również dostawy usług fabrykacji w ciągu pierwszych kilku lat pracy reaktora (i potencjalnie w ciągu kolejnych lat) oraz dostęp do danych w celu fabrykacji paliwa przez strony trzecie (w celu uniknięcia praktyk monopolistycznych).

Polska będzie dążyła do zapewnienia możliwości dostaw uranu i paliwa z krajów bezpiecznych, a w szczególności z krajów UE czy OECD. Równocześnie Polska będzie wspierać krajowe i europejskie inwestycje mające na celu rozbudowę zdolności produkcyjnych w zakresie jądrowego cyklu paliwowego. Wraz z rozwojem programu jądrowego zostanie rozważone również zlokalizowanie takich zakładów na terenie Polski.



## DZIAŁANIA

- o Działanie 21. Wdrożenie energetyki jądrowej

### Cel 3.7.2. Inwentaryzacja krajowych złóż uranu

Z dotychczasowych analiz wynika, że Polska nie posiada przemysłowych ilości uranu ze złóż konwencjonalnych, jednakże istnieje potencjał złóż niekonwencjonalnych. Zalicza się do nich m.in. uran współwystępujący w popiołach, fosforytach, czy w złożach miedzi, który traktowany jest jako odpad przemysłu miedziowego (w rejonie Lubina–Sieroszowic).

Ich eksploatacja wymagałaby przeprowadzenia szczegółowej inwentaryzacji złóż niekonwencjonalnych, a w przyszłości w miarę wzrostu cen uranu, analiz techniczno-ekonomicznych możliwości ich wykorzystania dla potrzeb przemysłu krajowego, w tym energetyki jądrowej.

## POLITYKA

Polska posiada zasoby uranu, zarówno konwencjonalne, jak i niekonwencjonalne. Obecnie wydobycie w Polsce uranu ze względu m.in. na jego zawartość (skład procentowy), nierównomierne rozłożenie w złożach i wielkość złóż byłoby nieopłacalne. Natomiast krajowe zasoby uranu stanowią potencjał, który może być wykorzystywany w przyszłości.

## DZIAŁANIA

- o Działanie 21. Wdrożenie energetyki jądrowej

### Obszar 3.8. Pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną

Pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną warunkuje funkcjonowanie gospodarki, a w przeciwieństwie do paliw, jej magazynowanie ma ograniczony charakter, dlatego bezpieczeństwo elektroenergetyczne wydaje się najbardziej wrażliwym elementem bezpieczeństwa energetycznego.

Na pewność dostaw energii elektrycznej składa się wiele elementów. Pierwszym jest zapewnienie surowców do wytwarzania energii, co omówiono na wcześniejszych stronach tego dokumentu. Kolejnym elementem jest pewność wytwarzania energii. W tym obszarze nastąpiła istotna zmiana w ostatniej dekadzie, ze względu na sukcesywny przyrost mocy OZE zależnych od warunków atmosferycznych. Paradygmat wystarczającej ilości mocy dyspozycyjnych (dotychczas łączony z mocami węglowymi) musiał zostać uzupełniony o konieczność zapewnienia mocy elastycznych (takich jak moce gazowe), jak również innych rozwiązań umożliwiających pokrycie zapotrzebowania na moc. W celu zmaksymalizowania efektywności należy uwzględnić wpływ sezonowości miksu energetycznego oraz rozwoju magazynów energii. Kolejnym komponentem bezpieczeństwa elektroenergetycznego jest odpowiednio rozbudowana i właściwie zarządzana infrastruktura przesyłowa i dystrybucyjna. Duże znaczenie ma także coraz głębsza zmiana od scentralizowanego do rozproszonego sposobu wytwarzania energii w mniejszych jednostkach oraz przez gospodarstwa domowe i podmioty, których główną działalnością nie jest wytwarzanie energii np. społeczności energetyczne. Coraz częstsze sytuacje wymagające interwencji pociągają za sobą konieczność odpowiedniego przygotowania oraz opracowania rozwiązań ograniczających ich skutki.

Wszystkie wymienione powyżej elementy zostały ujęte poniżej w formie celów. Część zagadnień związanych z wymianą międzysystemową zostały omówione również w 4. wymiarze, w Cel 4.1.1, a zagadnienia związane z redukcją emisji GHG z sektora oraz rozwoju OZE w sektorze zostały omówione w części Cel 1.2.1. Na rysunkach poniżej przedstawiono strukturę mocy zainstalowanej i produkcji energii elektrycznej w perspektywie 2040 r. według scenariuszy WEM i WAM. *Szczegółowy opis struktury produkcji i mocy znajduje się w rozdziałach 3.7 i 3.8 załącznika 1 i 2 do KPEiK.*

### Cel 3.8.1. Zapewnienie wystarczalności mocy

Wyzwania dotyczące zapewnienia wystarczalności mocy są powiązane również z opisem celu 1.2.1. w zakresie redukcji emisji GHG w sektorze elektroenergetycznym.

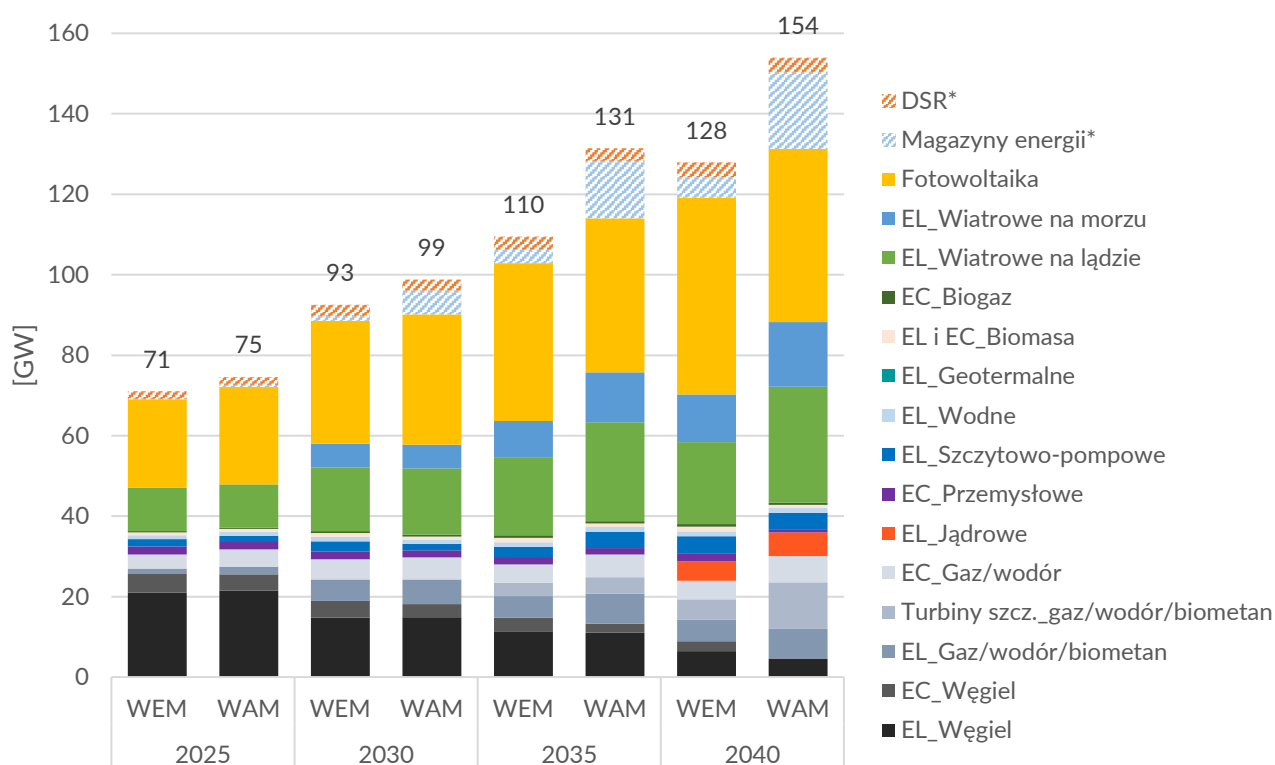
Przyrost wykorzystania energii z OZE jest niezwykle potrzebny w kontekście dekarbonizacji sektora elektroenergetycznego, ale najtańsze, najpopularniejsze i niemal nieposiadające kosztów zmiennych OZE, oparte o energię słońca i wiatru nie mogą być uwzględniane jako źródła gwarantujące pewność dostaw. Zasadny jest równoległy **rozwój stabilnych i sterowalnych jednostek wytwórczych** (w tym OZE niezależnych pogodowo), przy jednoczesnym promowaniu rozwiązań ukierunkowanych na bieżącą i lokalną autokonsumpcję energii, takich jak różnego rodzaju magazyny energii.

**Jednostki węglowe**, stanowiące przez dekady podstawę produkcji energii elektrycznej w Polsce, w ostatnich latach zmieniają swoją rolę w kierunku uzupełniania dobowego bilansu elektroenergetycznego, ponad to, co wytwarzają OZE zależne od warunków atmosferycznych. Sukcesywnie jednostki te są odstawiane, z uwzględnieniem potrzeb systemu w zakresie ilości mocy dyspozycyjnych w systemie.

W celu zapewnienia wystarczalności mocy, a jednocześnie zapewnienia większej elastyczności systemu, w ostatnich latach powstało ok. 2 GW nowych **mocy gazowych**, a ok. 4,4 GW kolejnych mocy gazowych może powstać w wyniku realizacji kontraktów zawartych w dotychczasowych aukcjach mocy. W wyniku kryzysu energetycznego w 2021 i 2022 r., niektóre z planowanych wcześniej projektów zostały poddane ponownej analizie pod względem możliwości zastąpienia innowacyjnymi rozwiązaniami. Niemniej w najbliższej perspektywie czasowej co najmniej część z tych inwestycji jest niezbędnych. Co ważne, jednostki gazowe będą mogły wykorzystywać w przyszłości biometan, a także wodór (po dostosowaniu technologicznym). Poniżej przedstawiono prognozowaną strukturę mocy wytwórczych w scenariuszu WEM i WAM. Prognozy zostały poddane analizom przez Operatora Systemu Przesyłowego<sup>125</sup> pod kątem zapewnienia wystarczalności zasobów wytwórczych w krajowym systemie elektroenergetycznym.

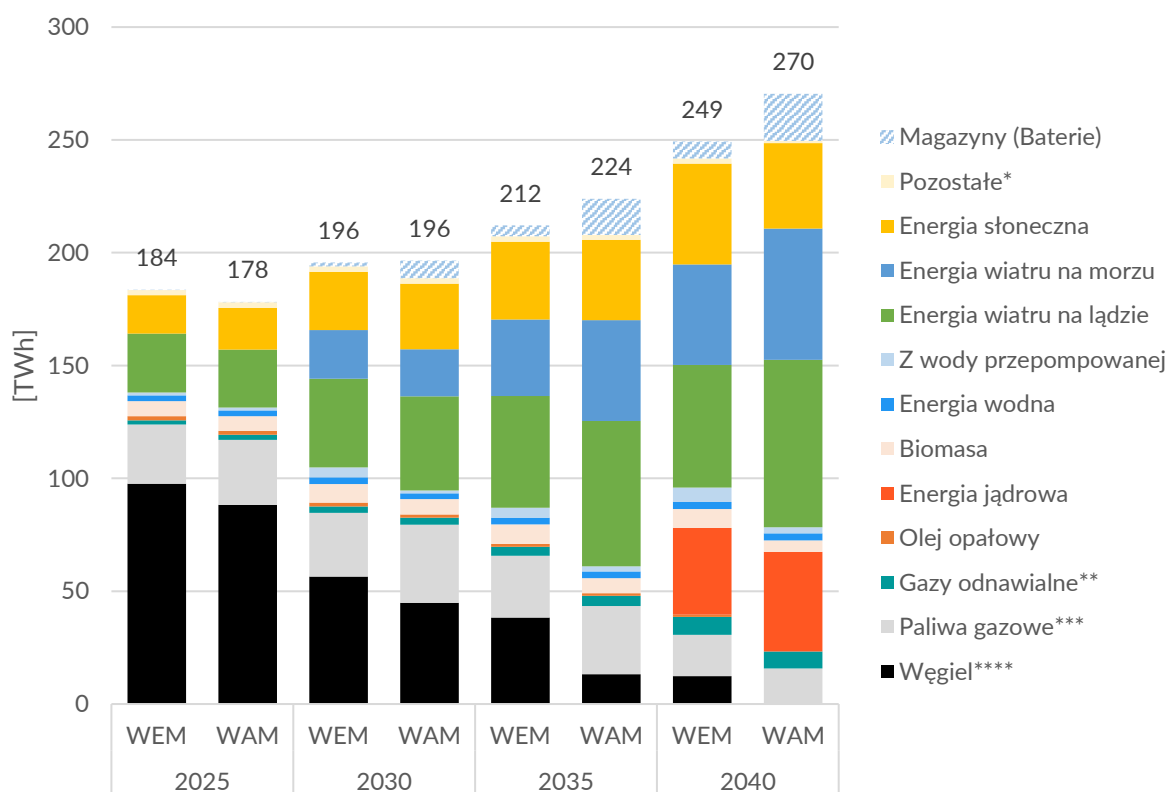
---

<sup>125</sup> PSE S.A.



\* DSR i magazyny energii nie należą do mocy wytwórczych sensu stricto - należy je traktować jako zasoby elastyczności systemu

Wykres 12. Prognoza mocy osiągalnej netto wytwarzania energii elektrycznej – scenariusz WEM i WAM [GW]



\* Łącznie z gazem koksowniczym i wielkopieczowym

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

\*\*\* Odpady przemysłowe i komunalne

Wykres 13. Prognoza produkcji energii elektrycznej brutto – scenariusz WEM i WAM [TWh]

Standardy w zakresie funkcjonowania rynku energii elektrycznej w UE są przedmiotem rozporządzenia UE 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Ponadto Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER, ang. *European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators*) opracowuje ramowe wytyczne w tym obszarze. Na podstawie ww, rozporządzenia i wytycznych ACER, stowarzyszenie Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej (ENTSO-E, ang. *European Network of Transmission System Operators for Electricity*) opracowuje projekty wytycznych i kodeksów sieciowych, które określają techniczne zasady funkcjonowania rynku energii elektrycznej, w tym m.in. zasady bezpieczeństwa i niezawodności sieci i funkcjonowania rynków energii, które z kolei muszą znaleźć przełożenie na systemy krajowe. Tym samym *wystarczalność mocy* określana jest na ściśle technicznych zasadach, które uwzględniają dyspozycyjność poszczególnych źródeł.

**Polska wyznacza cel zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dla odbiorców końcowych zgodnie z krajowym standardem bezpieczeństwa (według stanu na 2024 r. wskaźnik LoLE (ang. *loss of load expectation*) wynosił 3 h/rok).**

## POLITYKA

W celu zapewnienia wystarczalności mocy co najmniej do 2030 r. **funkcjonować będzie rynek mocy**. Jego funkcjonowanie ma skutkować zarówno utrzymaniem niezbędnej ilości istniejących mocy, jak również zachęceniem inwestorów do budowy nowych stabilnych i dyspozycyjnych mocy, bez których nie nastąpi intensywniejszy rozwój OZE zależnych od pogody – fotowoltaiki i elektrowni wiatrowych. W ramach różnych innych form wsparcia wspierane będą rozwiązania oparte o gazy odnawialne i niskoemisyjne tj. biometan, czy wodór, tak aby perspektywicznie mogły stanowić alternatywę dla paliw kopalnych.

Biorąc pod uwagę prognozowany znaczny udział w KSE mocy OZE o zmiennej generacji przy jednoczesnym wysokim poziomie odstawień mocy konwencjonalnych i równoległym ryzyku przyspieszonych wycofań ze względów ekonomicznych i technicznych (ze względu na obniżenie żywotności), w dalszej perspektywie zostanie przeprowadzona **analiza zasadności wdrożenia uzupełniającego mechanizmu wsparcia dyspozycyjnych jednostek wytwórczych**, celem zapewnienia wystarczalności mocy oraz zagwarantowania bilansowania systemu elektroenergetycznego. Wstępnie ocenia się, że w dalszej perspektywie mechanizm mógłby w większym stopniu różnicować wielkości jednostek, parametry reakcji (ang. *Service Level Agreement*, SLA), ale także określać wymagania w zakresie transformacji np. poprzez stosowanie określonego poziomu biometanu (lub wodoru) przez jednostki gazowe.

Analiza może wykazać także zasadność utrzymania niektórych jednostek węglowych lub nawet ich częściowej modernizacji na potrzeby pokrycia zapotrzebowania na moc, lecz stopień wykorzystania tych jednostek w ujęciu średniorocznym po 2030 r. będzie prawdopodobnie bardzo niski.

Realizacja procesów inwestycyjnych zmierzających do modernizacji i rozwoju Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) będzie wpływać na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej dla mieszkańców Polski. Poza realizacją samych działań inwestycyjnych kluczowe jest jednak stworzenie odpowiednich mechanizmów, które wesprą proces integracji polskiej energetyki i zwiększą jej odporność oraz efektywność.

Istotnym elementem działań na rzecz bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego będzie realizacja prac w zakresie tzw. **pakietu antyblackout'owego**, obejmującego oddawane w kolejnych etapach projekty ustaw zwiększających niezawodność systemu elektroenergetycznego i chroniących odbiorców.

Ważnym elementem polityki w zakresie wystarczalności mocy jest wdrożenie **energetyki jądrowej**, której pierwszy blok zostanie uruchomiony po 2035 r. Moc elektrowni jądrowych w 2040 r. powinna sięgnąć ok. 6 GW. W prognozach do aKPEiK w horyzoncie do 2040 r. moce reaktorów jądrowych są zagregowane,

bez rozróżnienia na typ czy wielkość mając na względzie zapewnienie elastyczności inwestycyjnej oraz dostosowania do uwarunkowań rynkowych, technologicznych oraz skali wdrożeń. Rozwój małych reaktorów modułowych – SMR, będzie zależał od stopnia komercjalizacji, dostępności oraz kosztów tej technologii (decyzja o realizacji projektu po stronie prywatnych inwestorów) i może wpłynąć na uzupełnienie i powiększenie podanej wyżej wielkości mocy.

Przyłączanie nowych mocy i inne czynniki dotyczące wystarczalności systemu korelują ze stopniem **rozwój sieci przesyłowych i dystrybucyjnych** energii elektrycznej. Z tego względu operatorzy systemu będą konsekwentnie realizować programy rozwoju, tak by możliwy był odpowiedni przesył i dystrybucja energii po kraju<sup>126</sup>.

Ponadto **finansowe wsparcie odnawialnych źródeł energii będzie stopniowo kierunkowane na rozwiązania premiujące bilansowanie niedyspozycyjnych źródeł**, tak by mieć pewność, że rozwojowi źródeł zależnych od warunków atmosferycznych będzie towarzyszyć rozwój mocy i rozwiązań zapewniających ich bilansowanie, co może mieć odzwierciedlenie w modyfikacji systemu aukcji na zakup energii elektrycznej z OZE.

Wpływ na wystarczalność mocy będą mieć także działania związane z **ograniczaniem szczytów zapotrzebowania na energię**, które determinuje szczytowe zapotrzebowanie na moc. Powinny one równocześnie oddziaływać na poprawę elastyczności. Szczególną rolę odgrywać będzie **upowszechnianie umów z ceną dynamiczną**, jak również wyposażanie instalacji prosumenckich w magazyny energii i ich efektywne wykorzystanie.

## DZIAŁANIA

- Działanie 2. Instrument finansowy – Fundusz Modernizacyjny
- Działanie 17. Rozwój rynku magazynów energii elektrycznej oraz magazynów ciepła
- Działanie 21. Wdrożenie energetyki jądrowej
- Działanie 135. Instrument finansowy – Rynek mocy
- Działanie 136. Pakiet antyblackout'owy

### Cel 3.8.2. Zapewnienie elastyczności systemu elektroenergetycznego dla lepszej integracji OZE

Wzrost udziału w krajowym miksie energetycznym źródeł wytwórczych OZE, których generacja w dużym stopniu jest zależna od warunków pogodowych oraz jest zmienna w czasie, powoduje, że pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną oraz moc w systemie elektroenergetycznym staje się coraz większym wyzwaniem. Jedną z odpowiedzi na to wyzwanie jest zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego, czyli zapewnienie takich źródeł i rozwiązań, które pozwolą na pokrycie zapotrzebowania na energię w okresach braku lub niskiej dostępności energii z OZE.

W ostatnich latach elastyczność systemu zapewniały głównie gazowe jednostki wytwórcze, czy elektrownie szczytowo-pompowe, a także częściowo moce węglowe. Możliwości wykorzystania tych zasobów do zapewniania elastyczności systemu są zależne m.in. od ich parametrów technicznych, a także poziomu emisyjności. Jednak rosnący udział zależnych pogodowo OZE w produkcji energii elektrycznej stanowi wyzwanie dla tych jednostek wytwórczych, które dla zapewniania elastyczności systemu elektroenergetycznego będą musiały być wspierane przez inne źródła elastyczności, w tym moce dyspozycyjne (np. moce gazowe, w tym także wykorzystujące biometan, biogaz albo wodór), magazyny energii czy zarządzanie popytem (DSR ang. *demand side response*) m.in. przez upowszechnianie umów z

<sup>126</sup> Zagadnienie rozbudowy infrastruktury liniowej energii elektrycznej opisano w Cel 3.8.3.

ceną dynamiczną, świadczenie usług przez „dużych” odbiorców przemysłowych, czy agregatorów. Coraz większą rolę może pełnić także współpraca z sektorem ciepłownictwa i elektromobilności, co pozwala w szczególności na zagospodarowanie nadwyżek z OZE.

**Elastyczność systemu powinna prowadzić do pewności dostaw energii elektrycznej, a także do ograniczania wysokości cen energii, a zwłaszcza skoków cen** (ang. *prices spikes*), które mogą być następstwem np. niekorzystnych warunków atmosferycznych, występowania wysokich szczytów dobowego popytu w godzinach wieczornych czy dalszego wzrostu poziomu szczytowego zapotrzebowania na energię.

Zgodnie z rozporządzeniem „rynkowym” – znowelizowanym w drodze rozporządzenia (UE) 2024/1747 – rynek energii powinien funkcjonować i rozwijać się tak, aby był **konkurencyjny, przejrzysty i oparty na zasadach rynkowych, zapewniający swobodny przepływ energii, uwzględniający udział konsumentów**<sup>127</sup>. Jednym z kluczowych elementów realizowanych działań powinno być zapewnienie elastyczności systemu elektroenergetycznego, co odnosi się zarówno do wytwarzania energii, dysponowania nią przez operatorów, jak i zwiększenia elastyczności popytu. Kwestie zasad funkcjonowania rynku w oparciu o elastyczność i zachęty dla aktywnego uczestnictwa w rynku określa także dyrektywa PE i Rady 2019/944. Z powyższych regulacji wynika, że narzędziami do wdrażania zasady elastyczności powinny być przede wszystkim:

- Właściwe **redysponowanie**, oparte o przejrzyste i niedyskryminacyjne kryteria, otwarte dla wszystkich technologii wytwarzania, magazynowania energii i odpowiedzi odbioru, w tym także z innych państw członkowskich (art. 13 rozporządzenia 2019/943);
- Środki służące **redukcji ograniczeń przesyłowych**, zarówno wewnątrz państw członkowskich (obszar rynkowy), jak i pomiędzy obszarami rynkowymi i odpowiedniemu zarządzaniu tymi ograniczeniami (art. 14 rozporządzenia 2019/943);
- Odpowiednie **kształtowanie opłat sieciowych** za korzystanie z sieci, które są przejrzyste, odzwierciedlają koszty operatorów oraz uwzględniają potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa i elastyczności sieci, a nawet wspierają korzystanie z usług elastyczności. Jednocześnie opłaty sieciowe nie mogą prowadzić do pozytywnej ani negatywnej dyskryminacji magazynowania energii i agregacji oraz nie mogą tworzyć bodźców zniechęcających do samodzielnego wytwarzania i konsumpcji lub udziału w odpowiedzi odbioru (art. 18 rozporządzenia 2019/943);
- Zapewnienie warunków uczestnictwa w rynku i wykorzystania potencjału produkcyjnego i redukcyjnego **odbiorców, agregatorów** (art. 13, 15 i 17 dyrektywy 2019/944);
- Upowszechnianie **inteligentnych systemów opomiarowania**, wpływającego na lepsze zarządzanie dostawami energią i bardziej świadome korzystanie z niej (art. 19 i 20 dyrektywy 2019/944);
- Zapewnienie funkcjonowania **rynków terminowych i rynku bilansującego** według ściśle określonych zasad oraz możliwość wdrożenia przez wiązania (produktu) wygładzonego profilu zapotrzebowania – w określonych sytuacjach kryzysowych (art. 5, 6, 9 rozporządzenia 2019/943);
- **Właściwa alokacja międzyobszarowych zdolności przesyłowych**, wzmacniająca możliwości wykorzystania potencjału elastyczności wynikających z połączeń transgranicznych (art. 17 rozporządzenia 2019/943);
- Uwzględnienie możliwości **zakupu usług elastyczności** przy tworzeniu planów rozwoju sieci dystrybucyjnych (art. 32 dyrektywy 2019/944).

Rola elastyczności systemu elektroenergetycznego została podkreślona także w ramach Komunikatu Komisji Europejskiej określającego *Plan działania na rzecz przystępnej cenowo energii*<sup>128</sup>. Wzmocnienie

<sup>127</sup> Art. 3 rozporządzenia (UE) 2019/943.

<sup>128</sup> *Action Plan for Affordable Energy: Unlocking the true value of our Energy Union to secure affordable, efficient and clean energy for all Europeans*, Komunikat Komisji do PE, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, COM (2025) 79 final, [link](#).

elastyczności przez rozwój magazynowania i przesuwanie popytu na okresy, gdy energia jest najtańsza jest zostały wskazane jako jedyne z narzędzi obniżania kosztów dostaw energii. Elastyczność systemów elektroenergetycznych będzie kluczowym elementem na drodze do zdekarbonizowanego systemu energetycznego.

**Celem działań jest zapewnienie takiej elastyczności systemu elektroenergetycznego, która umożliwi stabilne dostawy energii do odbiorców końcowych i ograniczy wzrost kosztów utrzymania systemu.**

## POLITYKA

Rozbudowa systemu elektroenergetycznego będzie realizowana tak, aby dążyć do dekarbonizacji sektora, w szczególności przez wzrost wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, a przed 2040 r. energii jądrowej. W takim systemie niezbędne jest zapewnienie i wzmocnienie elastyczności, co będzie osiągnięte w szczególności przez następujące polityki:

- W przejściowym okresie transformacji w systemie elektroenergetycznym mogą funkcjonować istniejące dyspozycyjne źródła wytwórcze, w tym oparte o węgiel. Dłuższą perspektywę wykorzystania niż źródła węglowe będą mieć źródła gazowe, które zapewniają wyższą elastyczność pracy. Dlatego dopuszcza się także **budowę nowych jednostek**. Perspektywicznie elektrownie gazowe mogą wykorzystywać biometan, a także wodór, czyli paliwa odnawialne i niskoemisyjne.
- Popularyzacji i zwiększeniu udziału w rynku energii elektrycznej powinno ulegać **magazynowanie energii elektrycznej** w zróżnicowanych formach, w tym bateryjnych i opartych na gazach odnawialnych.
- Powinna następować popularyzacja **mechanizmów elastyczności po stronie popytu i podaży, agregacji, taryf i upowszechnienia umów z cenami dynamicznymi**. Skuteczność stosowania tego typ umów jest skorelowana ze świadomością użytkowników energii i prosumentów. Istotną rolę w obszarze racjonalnego wykorzystania energii, wytwarzania, magazynowania i oddawania do sieci odgrywa w tym obszarze rozwój **inteligentnych systemów**, który nadal będzie wspierany wśród wszystkich uczestników rynku – zarówno użytkowników, producentów energii, społeczności energetycznych, jak i operatorów systemów elektroenergetycznych.
- Prowadzone będą prace nad zapewnieniem **rozwiązań prawnych oraz opracowaniem koncepcji mechanizmów rynkowej integracji OZE** w związku z wyzwaniami rosnącej produkcji i mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym, w tym w zakresie usług rynkowych świadczonych przez OZE, uwzględnienia lokalizacji OZE w sieci, współpracy OZE z magazynami oraz usług wpływających na bilansowanie systemu elektroenergetycznego i warunki funkcjonowania sieci elektroenergetycznej. Rozszerzeniu może ulec wachlarz usług służących elastyczności systemu elektroenergetycznego. Zwiększać się powinien także aktywny udział pozostałych uczestników w rynku bilansującym.
- Wsparcie finansowe na bezpośredni rozwój **najefektywniejszych rodzajów OZE dla danego obszaru systemu elektroenergetycznego będzie stopniowo przesuwane w kierunku rozwiązań warunkujących ich bezpieczne funkcjonowanie w systemie**. Dotyczyć to może premiowania zastosowania magazynu energii elektrycznej, uzależnienie pomocy od jego zastosowania lub wsparcie wyłącznie magazynowania. Systemowe wsparcie, oparte dotychczas na aukcyjnych dopłatach do produkcji energii elektrycznej z pogodozależnych OZE może zostać skierowane na rozwiązania oparte o instalacje hybrydowe, **charakteryzujące się wysoką dyspozycyjnością**. Instalacje te powinny integrować różnorodne źródła OZE, technologie magazynowania energii oraz – w razie potrzeby i możliwości – źródła szczytowe, co pozwoli na budowanie stabilności systemu energetycznego już u jego podstaw.



- Ważnym rozwiązaniem wspierającym jest **możliwość współdzielenia przyłącza przez kilka instalacji wytwórczych (ang. cable pooling)**, co umożliwia łączenie różnych, wzajemnie uzupełniających się źródeł energii w ramach wspólnej infrastruktury przyłączeniowej. Współdzielenie przyłącza dotychczas przewidziane było tylko dla OZE, ale zostanie rozszerzone na inne instalacje i magazyny energii.
- Priorytetem pozostaje **rozbudowa i modernizacja sieci elektroenergetycznych** (przesyłowych i dystrybucyjnych), tak aby system był zdolny do odbioru energii ze źródeł wytwórczych oraz do zapewniania odpowiedniego rozptywu energii elektrycznej w systemie.

## DZIAŁANIA

- Działanie 17. Rozwój rynku magazynów energii elektrycznej oraz magazynów ciepła
- Działanie 23. Działania w zakresie zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego w odniesieniu do wytwarzania energii z OZE i dostosowania się do przewidywanych zmian KSE
- Działanie 143. Działania w zakresie integracji oraz poprawy funkcjonowania rynku energii elektrycznej
- Działanie 146. Upowszechnienie umów z ceną dynamiczną
- Wszystkie działania wskazane w częściach dotyczących zapewnienia dostępności gazu ziemnego oraz rozwoju rynku biometanu, biogazu i wodoru – Obszar 3.3 i Obszar 3.4.

### Cel 3.8.3. Rozwój infrastruktury przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej

Zapewnienie **odpowiedniego stanu i rozbudowa liniowej infrastruktury elektroenergetycznej** oraz budowa połączeń międzysystemowych to czynniki wpływające na obecną i perspektywiczną pewność dostaw energii elektrycznej do odbiorców, ściślej:

- **zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej** – rozumiane jako zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię,
- **zapewnienie długoterminowej zdolności systemu elektroenergetycznego** do zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania energii elektrycznej w obrocie krajowym i transgranicznym.

Odpowiednio rozbudowana i utrzymana oraz sprawnie zarządzana **infrastruktura przesyłowa energii elektrycznej** ma zapewnić wyprowadzenie energii z jednostek wytwórczych do systemu przesyłowego i rozprowadzenie jej **do systemów dystrybucyjnych**, aż docelowo do odbiorców końcowych. Infrastruktura ta zapewnia również możliwości sprawnej wymiany energii z systemami państw UE i Wspólnoty Energetycznej<sup>129</sup>.

**System przesyłowy energii elektrycznej** oparty jest na sieci szkieletowej, którą buduje i zarządza operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSPe). Sieć szkieletowa jest niezbędna do poprawnego funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego i jednoczesnego zapewnienia:

- pewności zasilania odbiorców, w tym dużych aglomeracji miejskich poprzez spełnienie kryteriów n-1 pewności zasilania i dotrzymanie parametrów jakości pracy sieci,

---

<sup>129</sup> Członkami Wspólnoty Energetycznej są: Albania, Bośnia i Hercegowina, Macedonia, Czarnogóra, Serbia, Kosowo, Mołdawia, Gruzja i Ukraina, Unia Europejska.

- przyłączenia i wyprowadzenia mocy z istniejących i budowanych źródeł wytwórczych, w tym wielkoskalowych OZE i elektrowni jądrowych,
- spełnienia wymaganych przepisami zdolności wymiany mocy z krajami sąsiednimi UE.

Sieć szkieletowa pozwala na elastyczne adaptowanie się do różnych scenariuszy pracy KSE, nawet w przypadku ograniczenia roli sieci przesyłowej do funkcji rezerwującej, która ma zagwarantować jedynie bezpieczeństwo pracy systemu.

**Dostawy do odbiorców odbywają się z sieci dystrybucyjnej.** Od momentu upowszechniania produkcji energii przez prosumentów i społeczności energetycznych charakter infrastruktury dystrybucyjnej ulega zmianie. Jej głównym zadaniem jest dostarczenie energii do odbiorców końcowych, jednak zmiana modelu rynku wymaga sukcesywnego dostosowania infrastruktury do odbioru energii wytworzonej przez prosumentów i społeczności energetyczne oraz współpracę z magazynami energii. W związku z tym odbywa się stopniowe przekształcanie sieci pasywnej – *jednokierunkowej* w aktywną – *dwukierunkową*. Ze względu na szereg czynników technicznych **jakość dostaw energii** w największym stopniu zależy od stanu infrastruktury dystrybucyjnej i sprawności operatorów. Trzeba jednak podkreślić, że w następstwie zmian klimatu występuje coraz więcej zdarzeń ekstremalnych, wpływających na zakłócenia dostaw.

Stabilność dostaw energii elektrycznej wymaga spełnienia odpowiednich warunków technicznych. Ponieważ zapewnienie ciągłości dostaw warunkuje funkcjonowanie gospodarki, dlatego działalność w obszarze zarządzania systemami elektroenergetycznymi jest ściśle określona w ustawie – Prawo energetyczne i regulowana przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Sytuacja jest szczegółowo monitorowana zarówno przez ministra właściwego do spraw energii, jak również przez Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej – w zakresie kluczowych inwestycji z punktu widzenia zdolności importowych i eksportowych energii elektrycznej. Kluczową rolę pełni operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Ponieważ czas inwestycji infrastrukturalnych i perspektywa ich wykorzystania ma charakter długookresowy, OSPe wyznaczany jest w wieloletniej perspektywie. Prezes URE wyznaczył Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. do pełnienia funkcji OSPe do końca 2030 r. Na rynku funkcjonuje pięciu największych operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSDe) oraz większa liczba operatorów o charakterze lokalnym, przy czym pierwsza grupa podlega dokładniejszemu monitoringowi Prezesa URE.

OSPe i OSDe planują rozwój sieci elektroenergetycznej adekwatnie do wzrastającego zapotrzebowania, wymagań rynku energii i potrzeb użytkowników KSE. **W ostatnich latach następuje bardzo intensywny przyrost OZE, który wymaga odpowiednio rozbudowanej i dostosowanej infrastruktury liniowej. Dlatego rozwój sieci przesyłowej i dystrybucyjnej stały się priorytetem w procesie transformacji sektora elektroenergetycznego.** Jednocześnie zależność elektrowni wiatrowych i słonecznych od warunków atmosferycznych, jak również coraz częstsze ekstremalne zjawiska pogodowe stawiają coraz więcej wyzwań przed OSPe i OSDe.

Działania operatorów muszą opierać się na regulacjach unijnych i ścisłej współpracy z operatorami innych systemów, w szczególności w ramach Europejskiej Sieci Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej (ENTSO-E, ang. *European Network of Transmission System Operators for Electricity*). Dotyczą one w szczególności:

- ✓ zaplanowanego rozwoju sieci przesyłowych,
- ✓ alokowania zdolności przesyłowych dla międzyobszarowej wymiany energii elektrycznej,
- ✓ zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemów połączonych,
- ✓ dążenia do redukcji ograniczeń przesyłowych,
- ✓ kształtowania opłat sieciowych,
- ✓ usług elastyczności i ich uwzględniania przy tworzeniu planów rozwoju sieci dystrybucyjnych.

Kluczowe regulacje, które wdrażają lub implementują operatorzy, to w szczególności:

- dyrektywa PE i Rady 2019/944 w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej,
- rozporządzenie UE 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej,

- tzw. kodeksy sieci i wytyczne (akty wykonawcze lub delegowane wydawane na podstawie art. 59 rozporządzenia UE 2019/943) w obszarze rynkowym, przyłączeniowym, operacyjnym i cyberbezpieczeństwa,
- rozporządzenie PE i Rady 2019/941 w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń w sektorze energii elektrycznej,
- dyrektywa PE i Rady 2022/2555 z dnia 14 grudnia 2022 r. w sprawie środków na rzecz wysokiego wspólnego poziomu cyberbezpieczeństwa na terytorium Unii.

Celem w zakresie liniowej infrastruktury energii elektrycznej jest **zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz zapewnienie długoterminowej zdolności systemu elektroenergetycznego** do zaspokajania potrzeb w zakresie dostaw energii elektrycznej. Dążyć się będzie do osiągnięcia w 2030 r. wskaźnika SAIDI<sup>130</sup> na poziomie 85 min./odbiorcę.

## POLITYKA

Zapewnienie odpowiedniego stanu i rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej będzie opierać się o regulowaną działalność profesjonalnych podmiotów. Opiniowanie planów rozwoju systemów przesyłowego i dystrybucyjnego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, a także regulacja jakościowa stanowi swego rodzaju gwarancję tego, że infrastruktura liniowa będzie odbywać się zgodnie z potrzebami rozwoju rynku, transformacji energetycznej i warunków bezpieczeństwa.

Działania podejmowane w obszarze zapewnienia sprawnej infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej energii elektrycznej będą ukierunkowane na:

- bezpieczeństwo dostaw m.in. dzięki interoperacyjności, odpowiednim połączeniom oraz bezpiecznemu i niezawodnemu funkcjonowaniu systemu,
- zapewnienie wystarczających zdolności przesyłowych wynikających z prognozowanego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną poszczególnych obszarów KSE,
- przyłączenie i wyprowadzenie mocy z nowych źródeł wytwórczych (zarówno konwencjonalnych, jak i OZE),
- zapewnienie możliwości przyłączenia nowych odbiorców energii,
- zwiększenie pewności zasilania dużych centrów odbioru,
- zwiększenie zdolności do regulacji napięć,
- stworzenie warunków bezpiecznej pracy KSE, zapewniając współpracę źródeł energii o zróżnicowanej technologii wytwarzania i różnych charakterystykach pracy,
- zwiększenie elastyczności ruchowej systemu przesyłowego umożliwiającej odstawienie z ruchu do prac eksploatacyjnych i remontowych ważnych elementów sieci, których wyłączenie przy obecnym kształcie i obciążeniu sieci jest trudne.

## Przesył energii elektrycznej

Jak dotychczas **operator systemu przesyłowego** będzie realizować zadania określone w *planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną* (tzw. PRSP) na okres 10 lat, który będzie podlegał aktualizacji co 2 lata zgodnie z kierunkiem rozwoju rynku. Aktualnie obowiązujący dokument obejmuje perspektywę lat 2025–2034<sup>131</sup>.

Działania OSPe w najbliższym czasie będą w sposób szczególny ukierunkowane na:

<sup>130</sup> Średni czas trwania przerwy w dostawach energii elektrycznej, ang. *System Average Interruption Duration Index*.

<sup>131</sup> Aktualna wersja PRSP znajduje się na stronie PSE S.A., [link](#).

- rozwój sieci przesyłowej dla przyłączenia **morskich farm wiatrowych** na Bałtyku,
- przyłączenie i wyprowadzenie **mocy z elektrowni jądrowych**,
- zapewnienie sprawnego przesyłu energii z północy na południe Polski,
- poprawę **warunków zasilania**, szczególnie w północnej Polsce, gdzie powstaje duża sumaryczna ilość mocy zainstalowanej,
- przyłączanie nowych odbiorców, jednostek wytwórczych – zarówno OZE, jak i innych zero- i niskoemisyjnych – oraz magazynów energii,
- wspieranie różnych obszarów transformacji energetycznej związanej z m.in. rozwojem elektromobilności, gospodarki wodorowej, skali prosumeryzmu i społeczności energetycznych.

Poszczególne zadania inwestycyjne podejmowane w obszarze modernizacji i rozbudowy infrastruktury liniowej przesyłowej zazwyczaj oddziałują na więcej niż jeden efekt – np. inwestycje na potrzeby wyprowadzenia mocy z elektrowni jądrowej i morskich farm wiatrowych poprawią warunki zasilania odbiorców na północy kraju. Część z podejmowanych inwestycji będzie również oddziaływać na rozwój połączeń transgranicznych i wymiany międzysystemowej, co rozszerzono w części Cel 4.1.1. *Zapewnienie warunków wymiany międzysystemowej energii elektrycznej.*

## Dystrybucja energii elektrycznej

Jak dotychczas **operatorzy systemów dystrybucyjnych** będą wykonywać plany w perspektywie 5-letniej, a ich nadrzędnym celem jest zaspokojenie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną. Plan rozwoju OSDe powinny w sposób szczególny koncentrować się na:

- dążeniu do **elastyczności** systemu, rozwoju sieci niezbędnego dla **przyłączania OZE i magazynów energii elektrycznej oraz ich efektywnego wykorzystania**, a także na potrzeby elektromobilności i elektryfikacji innych sektorów gospodarki,
- dążeniu do stopniowej zmiany struktury **sieci średnich napięć z napowietrznej na kablową**,
- cyfryzacji, automatyzacji i budowie inteligentnej sieci elektroenergetycznej, szczególnie przez montaż inteligentnych liczników,
- zapewnianiu wysokiej jakości dostaw energii elektrycznej,
- przyłączaniu nowych klientów.

Nowy model funkcjonowania rynku energii wymaga **efektywnego zarządzania i elastycznością systemu**. Działania i inwestycje podejmowane właśnie w obszarze modernizacji i zagęszczania sieci i urządzeń infrastruktury dystrybucyjnej mają niezwykle znaczenie. Z tego względu powinny być prowadzone w taki sposób, aby optymalizować koszty bilansowania systemu.

Waga i rola rozwoju systemów dystrybucyjnych w procesie transformacji została podkreślona poprzez podpisanie w 2021 r. *Karty Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki* ([link](#)) przez Prezesa URE oraz pięciu największych OSD. Projekt ma na celu połączenie sił w zakresie identyfikacji narzędzi, które pozwolą zaspokoić potrzeby związane z pracą sieci w nowym modelu, określenie sposobu i źródeł finansowania oraz ocena ich wpływu na taryfę oraz modyfikację modelu regulacyjnego OSD.

## DZIAŁANIA

- Działanie 23. Działania w zakresie zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego w odniesieniu do wytwarzania energii z OZE i dostosowania się do przewidywanych zmian KSE
- Działanie 25. Rozwój i modernizacja elektroenergetycznych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych
- Działanie 137. Modernizacja i rozbudowa linii przesyłowych wewnątrz KSE w celu umożliwienia zwiększania przepływów transgranicznych
- Działanie 144. Wzmacnianie cyberbezpieczeństwa w sektorze energii

### **Cel 3.8.4. Zapewnienie gotowości do zapobiegania i radzenia sobie z ograniczeniami w dostawach energii elektrycznej**

Ryzyko wystąpienia sytuacji ograniczenia dostaw energii elektrycznej lub kryzysu elektroenergetycznego, skutkującego zakłóceniami lub przerwami w dostawie energii elektrycznej do odbiorców wymagają określenia stosowanych działań i procedur zapobiegawczych lub mitygujących w przypadku materializacji ryzyk.

Obszar ten został częściowo uregulowany w *rozporządzeniu UE 2019/941 w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń w sektorze energii elektrycznej*, w którym określono m.in. kwestie odpowiedzialności organu, procedury ustalania krajowych i regionalnych scenariuszy kryzysu elektroenergetycznego oraz współpracy, a przede wszystkim zobowiązano państwa członkowskie do opracowania krajowych planów gotowości na wypadek zagrożeń. Polska posiada *Plan gotowości na wypadek zagrożeń*, który zgodnie z rozporządzeniem został przyjęty w 2022 r.

Ponadto kwestię ograniczeń w dostawach energii elektrycznej i działań podejmowanych przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w sytuacji wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej kompleksowo regulują, nakładając stosowne zobowiązania na uczestników rynku energii elektrycznej, przepisy ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – *Prawo energetyczne* wraz z rozporządzeniem w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży i poborze energii elektrycznej.

Dodatkowo operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego opracowuje plany działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii. Stosowne przepisy zawiera również *rozporządzenie UE 2017/2196 ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych*, w ramach którego OSPe zobowiązany jest do opracowania i stosowania planu odbudowy systemu.

Co dwa lata minister właściwy do spraw energii opracowuje sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w ramach którego kompleksowo przedstawiany jest stan sektora elektroenergetycznego, w tym prognoza równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w kolejnych 5 latach oraz możliwości równoważenia dostaw w okresie od 5 lat do co najmniej 15 lat.

**Celem jest ograniczenie ryzyka wystąpienia sytuacji skutkującej ograniczeniami dostaw energii elektrycznej do odbiorców lub zapobieżenie zaistnienia kryzysu w sektorze elektroenergetycznym, zwłaszcza na wypadek wystąpienia sytuacji nadzwyczajnej niezależnie od przyczyn jej powstania oraz skali oddziaływania**

## **POLITYKA**

Gotowość do zapobiegania i radzenia sobie z ograniczeniami w dostawach energii elektrycznej w sytuacjach nadzwyczajnych i kryzysowych opiera się przede wszystkim na posiadaniu odpowiednich zasobów technicznych, pozwalających na zapewnienie wystarczających zdolności do wytwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, realizowane przez wykwalifikowane kadry pracowników, a także zestawie procedur oraz rozwiązań pozwalających na podejmowanie właściwych działań, profesjonalne zarządzanie zasobami i uniknięcie sytuacji kryzysowych lub zarządzanie nimi oraz mitygowanie ich skutków w wypadku ich wystąpienia.

W tym celu, zgodnie z terminami określonymi przepisami prawa i potrzebami w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa, aktualizowane będą:

- ustawa – Prawo energetyczne,
- plan gotowości na wypadek zagrożeń,
- rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży i poborze energii elektrycznej,
- rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci,
- plany odbudowy systemu oraz przygotowywane sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

## DZIAŁANIA

- Działanie 134. Zapobieganie i zarządzanie ograniczeniami dostaw energii elektrycznej
- Działanie 144. Wzmacnianie cyberbezpieczeństwa w sektorze energii
- *Wszystkie działania wskazane w częściach dotyczących zapewniania wystarczalności mocy (Cel 3.8.1), elastyczności (Cel 3.8.2) oraz rozwoju infrastruktury liniowej (Cel 3.8.3)*





## **Wymiar 4.**

Wewnętrzny rynek  
energii oraz społeczny  
aspekt transformacji





Jedną z cech funkcjonowania Unii Europejskiej jest istnienie wewnętrznego rynku, który z jednej strony zapewnia swobodny przepływ towarów, osób, usług i kapitału, z drugiej opiera się na wspólnych zasadach funkcjonowania dla wszystkich uczestników. Z tego względu również rynek energii jest komponentem wewnętrznego rynku, tak aby ograniczać bariery w handlu (techniczne, fizyczne i regulacyjne), zbliżać polityki podatkowe i cenowe, a jednocześnie zapewniać jednolite normy i standardy. Dotyczą one nie tylko kwestii technicznych i wspólnych planów gotowości na zagrożenia, ale również określonego poziomu ochrony konsumentów, a w pewnych wymiarach również sprawiedliwego wymiaru transformacji. Z tych względów kwestie **wewnętrznego rynku energii** zostały określone **czwartym wymiarem unii energetycznej**, zapewniając oparcie na podstawowych zasadach funkcjonowania Unii Europejskiej.

W tej części KPEiK ujęto założenia i cele związane z rynkiem i infrastrukturą przesyłową gazu ziemnego i energii elektrycznej, jak również w obszarach dotyczących społecznych aspektów – ubóstwa energetycznego, ochrony konsumentów i sprawiedliwego wymiaru transformacji.

## Obszar 4.1. Międzysystemowa wymiana energii

Wewnątrzunijny przepływ paliw i nośników dotyczy przede wszystkim gazu ziemnego i energii elektrycznej, co znalazło odzwierciedlenie w dwóch celach poniżej. Kwestia wymiany systemowej ropy i paliw została potraktowana łącznie w Obszar 3.5, umiejscowionym w wymiarze dotyczącym bezpieczeństwa energetycznego.

Wymiana transgraniczna węgla kamiennego nie została uwzględniona w tym obszarze, ponieważ nie jest wymagany znaczący rozwój specjalnej infrastruktury, a wykorzystanie węgla będzie spadać. Również biomasa nie została uwzględniona w tej części, ponieważ ten nośnik energii powinien być wykorzystywany najbliżej wytworzenia. Kwestia importu wewnątrzwspólnotowego wodoru została omówiona także wyłącznie w ramach Cel 3.4.3.

### Cel 4.1.1. Zapewnienie warunków wymiany międzysystemowej energii elektrycznej

Wymiana międzysystemowa energii elektrycznej zależna jest od dwóch czynników – sprawnej i odpowiednio rozwiniętej wewnętrznej infrastruktury przesyłowej oraz odpowiednio rozbudowanych połączeń międzysystemowych. Z tego względu treść zawarta w części Obszar 3.8. Pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną, zwłaszcza Cel 3.8.3 i Cel 3.8.4, koresponduje z niniejszymi zagadnieniami.

Polski KSE sąsiaduje z innymi systemami obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej – niemieckim, czeskim, słowackim, ukraińskim i litewskim, a także z systemem, szwedzkim, należącym do synchronicznego obszaru nordyckiego połączonym asynchronicznie. .

Polski krajowy system elektroenergetyczny (KSE) funkcjonuje w ramach obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej. Polski operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego PSE S.A. jest członkiem stowarzyszenia ENTSO-E zrzeszającego europejskich operatorów systemów elektroenergetycznych. Obszar synchroniczny Europy kontynentalnej jest koordynowany przez grupę regionalną Europa kontynentalna (RGCE) ENTSO-E.

**Integracja rynków** jest realizowana dzięki stopniowemu zwiększaniu przepustowości na połączeniach transgranicznych (międzysystemowych, międzyobszarowych), m.in. przez redukcję ograniczeń systemowych i zwiększanie wykorzystania zdolności połączeń transgranicznych, a także przez ujednolicanie zasad mechanizmów łączenia rynków (market coupling). Aby wymiana transgraniczna była możliwa, niezbędna jest nie tylko infrastruktura transgraniczna, ale także dobrze rozwinięta infrastruktura

wewnątrz kraju. W UE najważniejsze inwestycje wpływające na wzmacnianie sieci przesyłowych i likwidację wąskich gardeł mają status inwestycji wspólnego zainteresowania (PCI, ang. *Project of Common Interest*)<sup>132</sup>.

Zgodnie z przepisami prawa UE, OSPe powinni maksymalizować zdolności przesyłowe połączeń wzajemnych oferowane **na potrzeby handlu transgranicznego**. Przepisy rozporządzenia (UE) 2019/943 nałożyły na OSPe obowiązek udostępniania uczestnikom rynku transgranicznych zdolności przesyłowych na poziomie nie niższym niż 70% zdolności przesyłowych dla danej granicy lub dla krytycznych elementów sieci (CNEC, ang. *critical network element with contingency*), wyznaczonych z uwzględnieniem granic bezpieczeństwa pracy systemu (tzw. cel CEP 70%). Polska przyjęła w 2019 r. *Plan działania*, mający na celu realizację tego obowiązku, w ramach którego zrealizowano m.in. inwestycje sieciowe mające służyć zwiększaniu transgranicznych zdolności przesyłowych. Przyrost mocy udostępnionych dla handlu międzysystemowego przebiega zgodnie z przyjętym harmonogramem tj. liniowo, stopniowo redukując ograniczenia strukturalne. Zgodnie z *Planem działania ostatecznym terminem na osiągnięcie celu CEP 70% na granicach Polski (synchronicznych i asynchronicznych) z systemami państw UE jest 31 grudnia 2025 r.* Osiągnięcie tego celu oprócz zwiększania wolumenu handlu międzyobszarowego, co jest już wyraźnie odnotowywane, przyczyni się do wyrównywania hurtowych cen energii elektrycznej w regionie oraz złagodzi wpływ czynników wewnętrznych i zewnętrznych na cenę energii elektrycznej w Polsce.

**Celem jest zwiększanie wykorzystania transgranicznych zdolności przesyłowych oraz integracji systemów elektroenergetycznych.**

Dzięki prowadzonym przygotowaniom w 2022 r. (w trybie awaryjnym) doszło do przyłączenia do obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej systemu ukraińskiego<sup>133</sup> (i mołdawskiego), za pośrednictwem systemu słowackiego, węgierskiego i rumuńskiego. Natomiast w **lutym 2025 r. poprzez polski system przyłączono systemy elektroenergetyczne krajów bałtyckich (Litwy, Łotwy i Estonii) do pracy synchronicznej z obszarem Europy kontynentalnej.** Z systemem litewskim KSE posiada jedno połączenie, które od 2015 r. do 2025 r. pracowało jako linia asynchronicznie łącząca systemy Polski i Litwy. Przygotowywana jest realizacja do końca 2030 r. drugiego połączenia, które zapewni bezpieczeństwo i efektywność pracy synchronicznej krajów bałtyckich w obszarze synchronicznym w ramach Europy kontynentalnej. Realizowane były także prace usprawniające połączenia na profilu synchronicznym.

## POLITYKA

Polska dąży do **zwiększenia przepustowości** transgranicznych połączeń elektroenergetycznych celem zwiększenia możliwości handlu energią elektryczną, a także **wzmacniania bezpiecznej pracy systemów elektroenergetycznych krajów bałtyckich z systemami Europy kontynentalnej**. Cel będzie realizowany przede wszystkim przez optymalne wykorzystanie istniejących połączeń i likwidację wąskich gardeł.

Realizacja powyższego celu opierać się będzie w szczególności na poniższych założeniach:

- Dalsze redukcowanie ograniczeń sieciowych w KSE i wąskich gardeł wpływających na usprawnianie wykorzystania istniejących elektroenergetycznych połączeń transgranicznych **poprzez modernizację i rozbudowę brakujących linii i stacji przesyłowych w KSE**. Ważne w tym obszarze będą inwestycje uwzględnione w europejskim *Dziesięcioletnim planie rozwoju sieci elektroenergetycznych* (TYNDP, ang. *Ten-Year Network Development Plan*), które obejmują:

<sup>132</sup> Zasady kwalifikowania projektów do miana PCI określa *rozporządzenie 2022/869*

<sup>133</sup> Z systemem elektroenergetycznym Ukrainy KSE ma dwa połączenia, z czego linia 400 kV Rzeszów- Chmielnicka EJ została w 2023 r. włączona do pracy synchronicznej po ponad trzydziestoletnim nieużytkowaniu, a linia 220 kV Zamość - Dobrotwór pracuje jako promieniowa (jednokierunkowa).

- o dla profilu synchronicznego (Niemcy, Czechy, Słowacja) w ramach regionu wyznaczania zdolności przesyłowych CORE – północną i zachodnią część KSE, m.in. infrastruktura związana ze stacjami Baczyna, Mikułowa, Świebodzice, Krajnik, Plewiska,
- o dla wzmocnienia efektów synchronizacji połączenia krajów bałtyckich – północną i północno-wschodnią część KSE, m.in. infrastruktura w okolicach Koszalina i Słupska, związana ze stacjami Żydowo, Kierzkowo, Dunowo, oraz w okolicach Szczecina od stacji Krajnik w kierunku wschodnim.

Część z inwestycji liniowych w północnej i północno-wschodniej części KSE uzyskała status *projektów wspólnego zainteresowania* (PCI).

- Bieżące monitorowanie stosowania przepisów dotyczących alokacji zdolności przesyłowych.
- Budowa nowego połączenia transgranicznego Polska–Litwa (Harmony Link) mającego na celu wzmocnienie bezpieczeństwa pracy synchronicznej systemów elektroenergetycznych krajów bałtyckich z Europą kontynentalną.
- Kontynuowanie działań w zakresie współpracy systemów elektroenergetycznych Polski i Ukrainy w ramach obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej.

Inwestycje i podejmowane działania będą realizowane w oparciu o regulacje UE dotyczące technicznych aspektów integracji systemów energetycznych oraz ich bezpiecznego funkcjonowania, a PSE S.A. będzie na bieżąco uczestniczyć w pracach nad wdrażaniem tych REGULACJI oraz prowadzić aktywną współpracę z innymi operatorami.

Operator systemu przesyłowego będzie także monitorował wpływ inwestycji na realizację powyższego celu, opracowywał adekwatny plan rozwoju oraz weryfikował potrzebę i możliwości wprowadzania projektów na listę PCI.

*Szczegółowe dane dotyczące krajowej infrastruktury elektroenergetycznej oraz zdolności przesyłowych poszczególnych połączeń międzysystemowych znajdują się w rozdziale 4.1.1 i 4.2.1 załącznika 2 do KPEiK.*

## DZIAŁANIA

- o Działanie 103. Gospodarka o obiegu zamkniętym
- o Działanie 137. Modernizacja i rozbudowa linii przesyłowych wewnątrz KSE w celu umożliwienia zwiększania przepływów transgranicznych
- o Działanie 138. Optymalizacja sposobu alokowania dostępnych transgranicznych zdolności przesyłowych
- o Działanie 139. Działania w ramach współpracy regionalnej grupy BEMIP dotyczącej wdrożenia projektów związanych z synchronizacją systemów elektroenergetycznych krajów bałtyckich z systemem Europy kontynentalnej
- o Działanie 141. Monitorowanie wykorzystania przez OSPe przychodów wynikających z alokacji zdolności przesyłowych połączeń wzajemnych
- o Działanie 142. Monitorowanie realizacji projektów PCI w obszarze elektroenergetycznym i pozyskanie wsparcia dla strategicznych projektów przez wprowadzanie **ich na kolejne listy PCI**
- o Działanie 144. Wzmacnianie cyberbezpieczeństwa w sektorze energii

## Cel 4.1.2. Zapewnienie warunków wymiany międzysystemowej gazu ziemnego

Międzysystemowa wymiana gazu ziemnego zależy od dwóch czynników – sprawnej i odpowiednio rozwiniętej infrastruktury wewnętrznej (przesył i magazyny) oraz połączeń międzysystemowych (transgranicznych punktów wejścia i wyjścia do systemu przesyłowego gazowego). W sytuacji, gdy większość zapotrzebowania na gaz ziemny pokrywana jest surowcem spoza kraju, trudno oddzielić od siebie kwestie połączeń międzysystemowych i krajowej infrastruktury także w kontekście bezpieczeństwa energetycznego. Z tego względu treść zawarta w Obszar 3.3. *Pokrycie zapotrzebowania na gaz ziemny* wpływa bezpośrednio również na cel dotyczący wymiany międzysystemowej.

**Celem jest utrzymanie odpowiednio rozwiniętej i sprawnej krajowej infrastruktury gazowej oraz sprawnych połączeń międzysystemowych, które zapewnią odbiorcom krajowym dostęp do surowca, zwiększą możliwości handlowe podmiotom krajowym, a podmiotom zagranicznym stworzą możliwości dywersyfikacyjne.**

## POLITYKA

Istotna rola gazu ziemnego jako paliwa przejściowego i wspierającego proces transformacji wymaga zapewnienia odpowiednio rozbudowanej i sprawnej infrastruktury wewnętrznej i międzysystemowej przesyłu gazu ziemnego. Działania podejmowane w tym obszarze muszą zapewnić odbiorcom krajowym dostęp do surowca, powinny zabezpieczać i ewentualnie zwiększać możliwości handlowe podmiotom krajowym, a podmiotom zagranicznym umożliwiać możliwości dywersyfikacyjne.

Podobnie jak w przypadku celu związanego z dywersyfikacją dostaw gazu ziemnego (Cel 3.3.1), do zapewnienia odpowiednich warunków wymiany międzysystemowej kluczowe są:

- zapewnienie odpowiednio rozwiniętej i sprawnej infrastruktury przesyłowej wewnątrz kraju,
- sprawne funkcjonowanie połączeń z systemami państw sąsiadujących – Niemcy, Litwa, Czechy, Słowacja, Ukraina,
- dalsze zapewnienie możliwości odbioru dostaw gazu ziemnego z wykorzystaniem:
  - gazociągu Baltic Pipe, umożliwiającego import z szelfu norweskiego i duńskiego,
  - terminalu regazyfikacyjnego LNG w Świnoujściu,
- budowa terminalu LNG typu FSRU w Zatoce Gdańskiej w perspektywie do 2027/2028 r.

Warto jednocześnie podkreślić, że w przypadku terminalu LNG w Świnoujściu i terminalu typu FSRU w Zatoce Gdańskiej możliwa jest ich rozbudowa. Obecnie prowadzony jest proces certyfikacji terminalu LNG w łańcuchu zrównoważoności w zakresie biometanu/ bio LNG. Istnieje potencjał do zwiększenia w nim mocy usług przeładunkowych, jak również jeszcze pewna możliwość zwiększenia mocy regazyfikacji. W zakresie FSRU prowadzone są działania związane z analizami potencjalnej rozbudowy mocy o drugą jednostkę.

Po zakończeniu rozbudowy zdolności regazyfikacyjnych terminalu LNG w Świnoujściu w 2025 r. (do pojemności 8,3 mld m<sup>3</sup>) i uruchomieniu terminalu FSRU w Zatoce Gdańskiej na przełomie 2027 i 2028 r. (o pojemności 6,1 mld m<sup>3</sup>) perspektywa realizacji innych inwestycji skutkujących zwiększeniem możliwości importowych i eksportowych w Polsce będzie zależeć od uwarunkowań rynkowych, w tym zapotrzebowania na dostawy LNG ze strony uczestników rynku w regionie Europy Środkowej. Ponadto, wciąż niezbędne są inwestycje w krajową infrastrukturę gazową, w celu zapewnienia sprawności dostaw do odbiorców krajowych, wymiany międzysystemowej, ale także na potrzeby perspektywicznego wykorzystania dla transportu gazów innych niż gaz ziemny pochodzenia kopalnego. Łączne zdolności importowe wynosić będą 41,7 mld m<sup>3</sup>, natomiast eksportowe - w zależności od rozwoju sytuacji - 13,05 lub 14,45 mld m<sup>3</sup> zdolności ciągłej.

Szczegółowe dane dotyczące krajowej infrastruktury gazowej oraz zdolności przesyłowych poszczególnych połączeń międzysystemowych znajdują się w rozdziale 4.1.2 i 4.2.2 załącznika 2.

## DZIAŁANIA

- Działanie 125. Utrzymanie sprawnych połączeń międzysystemowych i terminalu LNG w Świnoujściu
- Działanie 144. Wzmacnianie cyberbezpieczeństwa w sektorze energii

## Obszar 4.2. Rozwój energetyki rozproszonej

Rozwój energetyki rozproszonej stanowi jeden z kluczowych trendów transformacji energetycznej, wywierając istotny wpływ na wiele sektorów, w szczególności na sektor budownictwa. Jednym z kluczowych kierunków działań zwiększających udział OZE w budownictwie jest wzmocnienie roli społeczności energetycznych, jak również udział prosumentów w tym procesie. Celem jest, aby w jak największym stopniu zapotrzebowanie na energię w nowych oraz modernizowanych budynkach było pokrywane z odnawialnych źródeł energii wytwarzanych na miejscu lub w pobliżu, w tym szczególnie z energii dostarczanej przez społeczności energetyczne<sup>134</sup>. W rozwoju prosumentów i lokalnych społeczności energetycznych ważne jest dążenie do ich samowystarczalności.

Jednocześnie, szczególnie istotną rolę w tworzeniu nowych a także umożliwianiu rozwoju istniejących społeczności energetycznych, będą odgrywać jednostki samorządu terytorialnego (które są najbliższe obywateli).

Rozwój energetyki rozproszonej nabiera również szczególnego znaczenia w sektorze przemysłu, który jako jeden z największych odbiorców energii, coraz częściej wdraża rozwiązania oparte na własnych źródłach wytwórczych, takich jak instalacje fotowoltaiczne, kogeneracja czy magazyny energii. Pozwala to nie tylko na zwiększenie niezależności energetycznej przedsiębiorstw, ale także na optymalizację kosztów oraz redukcję emisji gazów cieplarnianych. Wdrażanie rozproszonych źródeł energii w zakładach przemysłowych sprzyja również stabilizacji pracy sieci elektroenergetycznej, szczególnie w regionach o dużym zagęszczeniu zakładów produkcyjnych.

### Cel 4.2.1. Rozwój i integracja prosumentów

Definicja **prosumenta** pojawiła się w polskim systemie prawnym po raz pierwszy w 2016 r. (ustawa o odnawialnych źródłach energii). W dalszej kolejności wprowadzony został **prosument zbiorowy i lokatorski**, co umożliwiło włączenie do systemu mieszkańców budynków wielorodzinnych. Poza nimi od 2 lipca 2025 r. funkcjonuje także **prosument wirtualny** (obecnie na terenie jednego OSD, a od 20 października 2026 r. na terenie całego kraju), czyli odbiorca końcowy, który posiada mikroinstalację lub udziały w instalacji zlokalizowanej w innym miejscu niż miejsce dostarczania energii elektrycznej do tego odbiorcy.

Na koniec 2024 r. w Polsce energię na własne potrzeby wytwarzało blisko 1,5 mln prosumentów energii odnawialnej, w oparciu o ok. 12 GW zainstalowanych niemal wyłącznie w mikroinstalacjach

<sup>134</sup> Zgodnie z art. 11 ust. 7 dyrektywy EPBD i art. 15a ust. 3 dyrektywy REDIII

fotowoltaicznych<sup>135</sup>. Szczególnie dynamiczny rozwój miał miejsce w latach 2019–2022, kiedy na krajowym rynku energii działalność rozpoczęło ponad 1 mln nowych prosumentów.

Niezwyczajnie dynamiczny rozwój energetyki prosumenckiej wymagał zmiany systemu rozliczania prosumentów, tak aby zapewnić stabilny rozwój energetyki rozproszonej oraz sprawiedliwy podział kosztów utrzymania przez wszystkich uczestników rynku energii oraz by zapewnić adekwatne korzyści po stronie prosumentów. W związku z tym od kwietnia 2022 r. energia wprowadzona przez prosumentów do sieci elektroenergetycznej i z niej pobrana jest rozliczana w **ramach wartościowego systemu net-billing** (wcześniej net-metering). Potrzeba zmiany systemu wynikała także z konieczności implementacji tego rozwiązania do polskiego systemu prawnego zgodnie z *dyrektywą UE 2019/944 w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej*.

Tak jak w przypadku wielkoskalowych źródeł OZE, tak i dla mikroinstalacji wąskim gardłem wpływającym na tempo ich rozwoju są sieci elektroenergetyczne – kolejno dystrybucyjne i przesyłowe. Dlatego dalszy rozwój tego segmentu rynku jest ściśle powiązany z inwestycjami w sieci oraz zwiększeniem zdolności magazynowania energii. Sprzężenie magazynów z instalacjami wytwórczymi pozwala na to, by możliwe było przyłączanie większej liczby prosumentów, ale bez istotnego negatywnego wpływu na zarządzanie pracą sieci – zarówno w okresach dużej produkcji energii z OZE, jak i w okresach niskiej generacji<sup>136</sup>.

**Ocenia się, że w 2030 r. w Polsce może funkcjonować ok. 2 mln prosumentów.**  
*[szacunki nie mają charakteru celu]*

## POLITYKA

Nadal wspierany będzie rozwój energetyki prosumenckiej poprzez rozwijanie programów dofinansowujących ze szczególnym naciskiem na **magazyny energii oraz systemy zarządzania energią**.

Pożądanym kierunkiem zmian jest uczynienie z prosumentów **świadomych uczestników rynku**, co jest warunkiem dalszego dynamicznego rozwoju energetyki prosumenckiej. Zgodnie z nim będą oni odpowiednio zarządzać swoim popytem (DSR) poprzez dążenie do maksymalnego zwiększenia autokonsumpcji produkowanej przez nich energii elektrycznej, w tym z wykorzystaniem magazynów energii, co w efekcie będzie odciążało sieci dystrybucyjne. Dużym wsparciem dla prosumentów w tym obszarze będzie rozwój **inteligentnych sieci oraz społeczności energetycznych integrujących prosumentów w większe grupy**. Ma to pozwolić także na zredukowanie potrzeb budowy dodatkowych mocy rezerwowych oraz wymuszania istotnego ograniczania pracy innych jednostek wytwórczych.

Zachętą ekonomiczną do takich działań będzie **rozliczenie po cenach godzinowych**. W naturalny sposób będzie to premiować możliwie najwyższy poziom **autokonsumpcji również na potrzeby produkcji ciepła i chłodu za pomocą m.in. pomp ciepła oraz wprowadzenie energii do sieci w czasie, gdy jest na nią większe zapotrzebowanie**, wspomagając tym samym bilansowanie systemu elektroenergetycznego.

Polityka regulacyjna i wsparcie finansowe będą ukierunkowane również na **działania operatorów sieci dystrybucyjnych mające na celu rozbudowę i modernizację sieci**, tak aby były lepiej przystosowane do rosnącego udziału prosumentów w rynku. Rosnąca moc zainstalowana i liczba mikroinstalacji zmienia charakterystykę pracy systemu na generację rozproszoną, co wymaga zastosowania nowych rozwiązań i pracy sieci w trybie dwukierunkowym.

Dużym wsparciem dla podmiotów zainteresowanych inwestycjami OZE będzie **Krajowy Punkt Kontaktowy ds. OZE (KPK OZE)**. KPK OZE przeznaczony jest przede wszystkim dla osób chcących zostać

<sup>135</sup> Informacja statystyczna o energii elektrycznej. Biuletyn miesięczny – grudzień 2024, tabela 9, ARE S.A. w imieniu MKiŚ i URE.

<sup>136</sup> Wówczas prosumenci korzystają z wyprodukowanej przez siebie energii i nie zwiększają zapotrzebowania. Tym samym szczytowe zapotrzebowanie jest niższe, co zmniejsza potrzeby w zakresie mocy rezerwowych, które muszą w tym celu występować w systemie i generują dodatkowe koszty.



prosumentami energii odnawialnej lub wytwórcami energii z OZE. KPK OZE stanowi jednocześnie wsparcie także dla profesjonalnych podmiotów uczestniczących już w rynku energii odnawialnej. Punkt działa w ramach strony internetowej <https://www.gov.pl/web/kontaktoze>, na której udostępniony jest podręcznik, który dostarczy inwestorom kompleksowej wiedzy na temat procesów inwestycyjnych w instalacje OZE. Dodatkowo strona umożliwia zwrócenie się o indywidualną pomoc za sprawą formularza kontaktowego. Ponadto planowane jest utworzenie ogólnokrajowego Centrum Wsparcia Transformacji Energetycznej. Będzie ono zapewniać informacje o procedurach administracyjnych, technologiach, dostępnych funduszach i partnerach inwestycyjnych. CWTE powinien mieć strukturę obejmującą doradztwo administracyjne oraz pomoc ekspercką w zakresie energetyki, transportu, ciepłownictwa, budownictwa, przemysłu i rolnictwa

## DZIAŁANIA

- Działanie 14. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Mój Prąd”
- Działanie 17. Rozwój rynku magazynów energii elektrycznej oraz magazynów ciepła
- Działanie 28. Rozwój technologii Power to Heat i magazynów ciepła w Polsce
- Działanie 146. Upowszechnienie umów z ceną dynamiczną
- Działanie 147. Krajowy Punkt Kontaktowy do spraw odnawialnych źródeł energii
- Działanie 149. Stworzenie Centrum Wsparcia Transformacji Energetycznej (CWTE)
- Działanie 158. Budowanie świadomości w zakresie transformacji energetyczno-klimatycznej

### Cel 4.2.2. Rozwój i integracja energetycznych społeczności lokalnych

Rozwój energetyki obywatelskiej, opartej o wspólnoty lokalne jest jednym z głównych kierunków transformacji energetycznej, a odpowiedni dobór technologii wytwarzania energii z odnawialnych źródeł, bazujący na istniejącym lokalnie potencjale OZE może znacząco wpływać na obniżanie cen energii dla interesariuszy, przeciwdziałać monopolizacji rynku i wspierać realizację zasad pakietu „Fit for 55”. Kluczowe znaczenie w tym procesie powinna mieć autokonsumpcja produkowanej przez te społeczności energii elektrycznej, a także funkcja bilansowania (w tym bilansowania lokalnego), kiedy rozproszone jednostki wytwórcze rozmieszczone blisko odbiorców pozwalają na racjonalne i efektywne wykorzystanie istniejącego lokalnie potencjału OZE, a także znacząco wpływają na ograniczenie strat w przesyłach i dystrybucji energii elektrycznej oraz racjonalizację nakładów na rozwój infrastruktury. Zakładanym efektem bilansowania będzie obniżenie kosztów funkcjonowania sieci elektroenergetycznych, które będzie odzwierciedlone w taryfach dla odbiorców końcowych. Zakres funkcjonowania inicjatyw lokalnych i prosumeryzmu określiła dyrektywa RED II<sup>137</sup>, a dyrektywa RED III określa dalsze zmiany mające przyczynić się do ich głębszej popularyzacji.

Prekursorami takich działań na krajowym rynku mają być w szczególności **klastry energii i spółdzielnie energetyczne**, które organizują się, aby dla dobra członków swej społeczności wytwarzać, dystrybuować i magazynować energię elektryczną na własne potrzeby. W 2023 r. zdefiniowano także **obywatelskie społeczności energetyczne**, które mogą wytwarzać i sprzedawać energię elektryczną z OZE, ale za główny cel mają zapewnienie korzyści środowiskowych, gospodarczych lub społecznych dla swoich członków, udziałowców, wspólników lub obszarów lokalnych, na których funkcjonują.

Jednym z nadrzędnych celów rozwoju szeroko pojętej energetyki obywatelskiej powinno być dążenie do osiągnięcia niezależności energetycznej na poziomie lokalnym poprzez maksymalne zwiększenie autokonsumpcji produkowanej energii oraz świadczenie usług rynkowych, uwzględniających lokalizację instalacji OZE społeczności energetycznych w sieci, współpracę tych instalacji z magazynami energii,

<sup>137</sup> Art. 20–22 dyrektywy RED II.

wpływających pozytywnie na bilansowanie systemu elektroenergetycznego i warunki funkcjonowania sieci elektroenergetycznej. **Bilansowanie** jest rozumiane jako częściowe lub całkowite równoważenie produkowanej lokalnie energii w czasie zbliżonym do rzeczywistego z jej lokalnym zużyciem. Takie bilansowanie przynosi szereg korzyści zarówno odbiorcom jak i systemowi elektroenergetycznemu jest zasobem, który da się wycenić, co powinno stanowić podstawę nowych modeli biznesowych społeczności energetycznych. Bilansowanie prowadzone w ramach dobrze zdefiniowanego fragmentu sieci dystrybucyjnej będzie prowadzić do ograniczenia zakresu modernizacji i rozbudowy sieci elektroenergetycznych, ograniczenia strat sieciowych, efektywnego wykorzystania mocy umownych, ograniczenia kosztów działania rynku mocy, wzrostu potencjału przyłączanych źródeł rozproszonych oraz magazynów energii, lepszego zbilansowania pozycji handlowych spółek obrotu zgłaszanych na rynku bilansującym, a tym samym do mniejszych potrzeb w obszarze redysponowania nierynkowego. W takim modelu odbiorcy z jednej strony mają zagwarantowaną tanią energię produkowaną z własnych źródeł, a z drugiej strony ponoszą niższe opłaty dystrybucyjne i przesyłowe.

Dyrektywa RED III (art. 16–16e) określiła obowiązki utworzenia w państwach członkowskich **nowych możliwości dla przyspieszenia inwestycji w OZE poprzez usprawnienie procesu inwestycyjnego dla OZE** (procedury wydawania pozwoleń na nowe inwestycje). Będzie to miało niezwykle istotne znaczenie dla rozwoju energetyki lokalnej, ale będzie wymagało bardzo dużego wysiłku po stronie administracyjnej.

**Szacuje się, że w 2030 r. w Polsce może funkcjonować ok. 1 tys. społeczności energetycznych. [szacunki nie mają charakteru celu]**

## POLITYKA

Rozwój obywatelskich społeczności energetycznych (OSE), klastrów energii oraz spółdzielni energetycznych jest jednym z kluczowych filarów nowoczesnej transformacji energetycznej. Te lokalne inicjatywy nie tylko zwiększają odporność sieci elektroenergetycznej, ale również umożliwiają aktywny udział obywateli i samorządów w produkcji i zarządzaniu energią. Dzięki autokonsumpcji produkowanej przez te społeczności energii elektrycznej, a także działaniom na rzecz **lokalnego bilansowania**, rozumianego jako wytwarzania i zużycia energii, systemy te mogą skutecznie obniżyć koszty energii. Co istotne, są także realnym narzędziem obniżania cen energii dla przemysłu, wspierania jego konkurencyjności i stabilności w czasach dynamicznych zmian na rynku energetycznym. To najlepszy kierunek dla zrównoważonej, taniej i „demokratycznej energetyki” przyszłości. Z tego względu dążyć się będzie do wsparcia tych inicjatyw.

Wzmocnienie roli klastrów energii i spółdzielni energetycznych w krajowym systemie energetycznym zostanie zapewnione przez dalsze **usprawnienia administracyjno-prawne i zachęcanie do świadczenia usług lokalnego bilansowania oraz zwiększania elastyczności KSE**. Dążyć się będzie do tego, aby spółdzielnie energetyczne, klastry energii oraz obywatelskie społeczności energetyczne rozwijały się w kierunku realizacji roli bilansowania, zwiększały autokonsumpcję produkowanej energii elektrycznej i dążyły do osiągnięcia niezależności energetycznej na poziomie lokalnym, która, tam gdzie to będzie ekonomicznie zasadne, może prowadzić do **samowystarczalności**. W celu zapewnienia zachęt do bilansowania, postulowana jest modyfikacja systemów wsparcia, tak aby uwzględniały one rzeczywiste koszty i korzyści jednocześnie reagując na sygnały rynkowe. Rozwój społeczności energetycznych będzie wspierany poprzez tworzenie zachęt do maksymalnej autokonsumpcji energii wytwarzanej na obszarze ich działania np. w formie tworzenia lokalnych obszarów bilansowania, a także dzielenia się energią. Potrzebny jest także przegląd modeli działania społeczności energetycznych i tworzenie zachęt do zwiększania autokonsumpcji, a także poszerzania zakresu współpracy z siecią elektroenergetyczną oraz rynkiem energii elektrycznej.

Kluczowe dla rozwoju społeczności lokalnych **będzie zaangażowanie jednostek samorządu terytorialnego w ich tworzenie oraz usprawnienie procesu inwestycyjnego**. Dążyć się będzie do

przyspieszenia ścieżki wydawania pozwoleń dla nowych inwestycji, ale realna implementacja do polskiego prawa przepisów dyrektywy RED III będzie wymagać wprowadzenia wielu głębokich zmian organizacyjno-administracyjnych. Dużym wsparciem dla podmiotów zainteresowanych inwestycjami będzie uruchomiony **Krajowy Punkt Kontaktowy ds. OZE**. Istotnym ułatwieniem będzie także wdrożenie **Symulatora Systemu Energetycznego dla Samorządu** – samorządy będą mogły na bieżąco analizować lokalne potrzeby energetyczne i możliwe rozwiązania. Bardzo ważną inicjatywą jest wdrożenie **Centrum Wsparcia Transformacji Energetycznej**, które zapewni pomoc w jeszcze szerszym zakresie niż KPK OZE i Symulator – które chciałyby zachęcić inne podmioty do powoływania takich podmiotów społecznych, ale także do inwestowania na danym obszarze.

Bez wątpienia rozwojowi energetycznych społeczności lokalnych służyć będą także działania ukierunkowane na rozwój poszczególnych technologii OZE – energetyki wiatrowej, słonecznej, biogazu i biometanu, opisanych w części Cel 1.2.1., a także zachęty do podejmowania działań w zakresie lokalnego bilansowania i dzielenia się energią.

Kontynuowane będą działania w zakresie **inteligentnych rozwiązań**, które pozwolą na sprawne i świadome zarządzanie w obszarze bilansowania potrzeb i produkcji energii przez te podmioty. Dodatkowo, na rozwój tego segmentu rynku pozytywnie wpłynie modernizacja systemów zarządzania systemami dystrybucyjnymi, jak również rozwój w kierunku inteligentnych sieci. Niemniejsze znaczenie będzie mieć rozwój sieci dystrybucyjnych energii elektrycznej oraz różnych form magazynowania energii, co opisano w części Cel 3.8.3. Inwestycje czynione w systemach dystrybucyjnych są i będą ukierunkowane na poprawę dostaw energii do odbiorców, z uwzględnieniem kierunku rozwoju sieci, co ma również korzystny wpływ na rozwój społeczności energetycznych.

## DZIAŁANIA

- Działanie 11. Instrument finansowy – system taryf gwarantowanych i dopłat do cen rynkowych
- Działanie 15. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Energia Plus”
- Działanie 18. Rozwój obywatelskich społeczności energetycznych (OSE)
- Działanie 20. Rozwój klastrów energii
- Działanie 19. Rozwój i usprawnianie w zakresie funkcjonowania spółdzielni energetycznych
- Działanie 71. Wsparcie rozwoju biogazowni rolniczych
- Działanie 72. Instrument finansowy – Program NFOŚiGW „Energia dla wsi”
- Działanie 147. Krajowy Punkt Kontaktowy do spraw odnawialnych źródeł energii
- Działanie 148. Digitalizacja i standaryzacja procesów inwestycyjnych dla transformacji energetyczno-klimatycznej
- Działanie 149. Stworzenie Centrum Wsparcia Transformacji Energetycznej (CWTE)
- Działanie 150. Symulator Systemu Energetycznego dla Samorządu
- Działanie 151. Rozwój ośrodków i systemów modelowania

## Obszar 4.3. Sprawiedliwa transformacja i ochrona konsumentów

Transformacja w kierunku gospodarki niskoemisyjnej niesie ze sobą szereg korzyści (jak np. zmniejszenie negatywnego wpływu sektorów na środowisko, zmniejszenie zależności od importu paliw i zmiennych cen, redukcja kosztów wytwarzania energii, unowocześnienie gospodarki, wzrost PKB, poprawa jakości życia, i in.), ale jak każda zmiana wymaga uważnego przeprowadzenia, tak aby zniwelować potencjalne negatywne skutki zmian. Z tego względu silnie podkreślana jest konieczność zapewnienia **sprawiedliwego wymiaru** transformacji, który powinien uwzględniać trzy aspekty ujęte w tym obszarze.

Na szczególną uwagę zasługuje fakt, że wbrew powszechnym obawom, transformacja nie musi skutkować wzrostem cen energii, jeżeli będzie dobrze zaplanowana i koordynowane będą systemy wsparcia. Wręcz przeciwnie, oba scenariusze WEM i WAM pokazują konsekwentny spadek kosztów wytwarzania energii elektrycznej, który może wynosić ok. 8% w 2030 r. i do ok. 18% w 2040 r. w porównaniu z prognozami na 2025 r. Ten efekt, przy reformach rynku i jednocześnie istotnym wsparciu inwestycyjnym ze środków publicznych (krajowych i unijnych) dostępnych w perspektywie 2024-2030, może i powinien przełożyć się na realną stabilizację i docelowy spadek cen energii. Kluczowe jest jednak zapewnienie w tym procesie ochrony grup najbardziej wrażliwych, przede wszystkim gospodarstw domowych zagrożonych **ubóstwem energetycznym**.

Równie istotne jest przeciwdziałanie ubóstwu transportowemu, poprzez działania zwiększające dostępność i przystępność transportu publicznego oraz alternatywnych form mobilności.

Trzecim kluczowym aspektem w kontekście sprawiedliwej transformacji jest **zapewnienie wsparcia regionom węglowym** oraz innym **regionom przemysłowym o wysokiej intensywności emisji CO<sub>2</sub>**, tak aby zminimalizować ryzyko negatywnych skutków społeczno-gospodarczych na tych obszarach.

*Szerszy kontekst skutków społecznych i makroekonomicznych został opisany w załączniku 1 do aKPEiK w rozdziale 5.*

### Cel 4.3.1. Redukcja ubóstwa energetycznego

Zgodnie z art. 5gb. ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne* ubóstwo energetyczne rozumiane jest jako sytuacja, w której gospodarstwo domowe nie jest w stanie zapewnić sobie wystarczającego poziomu ciepła, chłodu, oświetlenia oraz energii elektrycznej do zasilania urządzeń elektrycznych. Zjawisko to jest złożonym zagadnieniem łączącym kwestie społeczne, techniczne i ekonomiczne. Ubóstwo energetyczne dotyczy zarówno obszary wiejskie, jak i miejskie, domy jednorodzinne i budynki wielomieszkaniowe. Z racji swej złożoności, skuteczne zwalczanie tego negatywnego zjawiska wymaga dokładnej identyfikacji jego przyczyn i proponowania rozwiązań dopasowanych do indywidualnej sytuacji gospodarstwa domowego.

**O ubóstwie energetycznym można mówić w przypadku, gdy gospodarstwo domowe spełnia łącznie trzy poniższe kryteria:**

- **ponosi wysokie wydatki na energię** – mogą wynikać zarówno z niskiej jakości tkanki mieszkaniowej (niskiej efektywności energetycznej budynków i urządzeń), dostępności i cen nośników energii, ale także czynników behawioralnych (złe nawyki i przyzwyczajenia odbiorców energii);
- **osiąga niskie dochody** – ubóstwo energetyczne często dotyczy gospodarstwa domowe o niskich dochodach. Przyjmuje się, że dotyczy to gospodarstw domowych, których dochody po odliczeniu wydatków mieszkaniowych (AHC, ang. *After Housing Cost*) wynoszą mniej niż 60% mediany dochodów AHC w populacji;
- **zamieszkuje w lokalu o niskiej efektywności energetycznej** - przeciekające dachy, wilgoć, pleśń oraz brak odpowiedniej izolacji, skutkują niską klasą efektywności energetycznej budynku. Są to problemy strukturalne powodujące, że więcej energii jest potrzebne do ogrzania budynku, co zwiększa koszty i pogłębia ubóstwo energetyczne.

Zgodnie z danymi GUS ([link](#)) w latach 2019–2023 wskaźniki ubóstwa energetycznego w Polsce plasowały się na niżej wskazanym poziomie.

Tabela 11. Wartości wskaźników ubóstwa energetycznego w Polsce w latach 2019-2023 według danych GUS [% gospodarstw domowych]

| (% gospodarstw domowych)                                                   | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|----------------------------------------------------------------------------|------|------|------|------|------|
| wysokie koszty, niskie dochody (LIHC, ang. <i>Low Income, High Costs</i> ) | 9,3  | 10,3 | 10,5 | 10,5 | 9,4  |
| podwójna mediana wydatków na energię (2M)                                  | 17,7 | 17,2 | 18,8 | 19,3 | 20,1 |

Tabela 12. Wartości wskaźników ubóstwa energetycznego w latach 2019 oraz 2023 [%]

| Wskaźniki                                                                                                                                                                          | 2019                    | 2023                    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|
| <b>Średnia dla czterech wskaźników ubóstwa energetycznego</b>                                                                                                                      | <b>9,05%</b><br>(10,5%) | <b>7,1%</b><br>(12,3%)  |
| (1) niezdolność utrzymania odpowiedniej temperatury pomieszczeń [ilc_md01]                                                                                                         | <b>4,2%</b><br>(6,9%)   | <b>4,7%</b><br>(10,6%)  |
| (2) zaległość w rachunkach za energię [ilc_md07]                                                                                                                                   | <b>5,8%</b><br>(6,2%)   | <b>4,0%</b><br>(6,9%)   |
| (3) całkowita liczba ludności mieszkająca w mieszkaniu z przeciekającym dachem, zawilgoconymi ścianami, podłogami i fundamentami lub przegniłymi okienicami lub podłogą [ilc_md01] | <b>10,8%</b><br>(12,7%) | <b>5,7%</b><br>(15,5%)  |
| (4) wskaźnik zagrożenia ubóstwem [ilc_li02]                                                                                                                                        | <b>15,4%</b><br>(16,2%) | <b>14,0%</b><br>(16,2%) |

(X%) – dane dla UE-27

Wzrost odsetka gospodarstw domowych zagrożonych ubóstwem energetycznym wynikał m.in. z uwarunkowań kryzysowych związanych z pandemią COVID-19 oraz kryzysu paliwowego związanego z agresją Rosji na Ukrainę. W ostatnich latach pojęcie *ubóstwa energetycznego* podlegało licznym próbom zdefiniowania i zwymiarowania. Dyrektywa PE i Rady (UE) 2023/1791 w sprawie efektywności energetycznej wprowadziła odniesienie do czterech składników ubóstwa energetycznego. Zjawisko mierzy się średnią arytmetyczną czterech wskaźników<sup>138</sup>. Średnia za 2019 r. stanowi punkt wyjścia do określania poziomu zjawiska ubóstwa energetycznego stosownie do treści dyrektywy (UE) 2023/1791<sup>139</sup>.

W przejściowym okresie transformacji istnieje ryzyko pogłębiania ubóstwa energetycznego, **dlatego niezwykle ważne jest zapewnienie ochrony gospodarstw domowych**, dla których koszty transformacji są zbyt wysokie. Stanowi *to jedno z najważniejszych zadań KPEiK*. Z reguły gospodarstwa domowe ubogie energetycznie, to te, które wykorzystują paliwa kopalne oraz o ograniczonym dostępie do podstawowych i przystępnych cenowo usług energetycznych, stanowiących podstawę godnego poziomu życia i zdrowia. Dlatego ważne jest zapewnienie ochrony najbardziej wrażliwych gospodarstw domowych przed skutkami wdrożenia systemu EU ETS-2<sup>140</sup> oraz redukcja ryzyka pogłębienia skali ubóstwa energetycznego w wyniku wdrożenia tego systemu. W szerszym ujęciu obok działań ośłonowych *ad hoc* konieczne jest zmniejszanie skali problemu w kolejnych okresach poprzez działania inwestycyjne, mające na celu poprawę stanu technicznego budynków i zmianę źródeł energii (termomodernizacja, modernizacja systemów grzewczych oraz zastosowanie OZE).

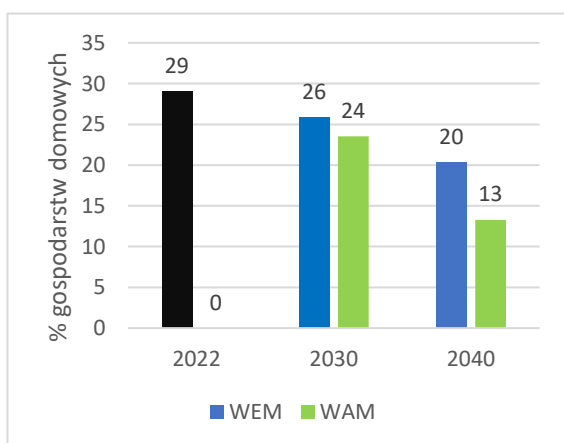
<sup>138</sup> Art. 2 pkt 52 i art. 8 ust. 3 dyrektywy EED.<sup>139</sup> Wartości z 2019 r. jako punkt odniesienia wynikają z dyrektywy EED. Kontekstowo w tabeli dodano wartości za 2023 r. oraz średnią dla UE-27.<sup>140</sup> Patrz też Cel 1.1.2, gdzie opisano wdrożenie systemu EU ETS-2.

Skutki systemu EU ETS-2 mogą odczuć również **mikroprzedsiębiorstwa**, które ponoszą znaczące wydatki na paliwa grzewcze w ramach prowadzonej działalności<sup>141</sup>. Dlatego też należy zaplanować inwestycje mające na celu zmniejszenie zależności mikroprzedsiębiorców od wykorzystywania paliw kopalnych.

Aby ograniczyć społeczne koszty wprowadzenia EU ETS-2 w sektorach budynków i transportu, na mocy rozporządzenia UE 2023/955 ustanowiono nowe źródło wsparcia finansowego – **Społeczny Fundusz Klimatyczny** (SFK). Fundusz ma pomóc gospodarstwom domowym, mikroprzedsiębiorstwom i użytkownikom transportu, którzy są szczególnie dotknięci ubóstwem energetycznym i transportowym. Wydatkowanie środków będzie się opierać o **Plan Społeczno-Klimatyczny**.

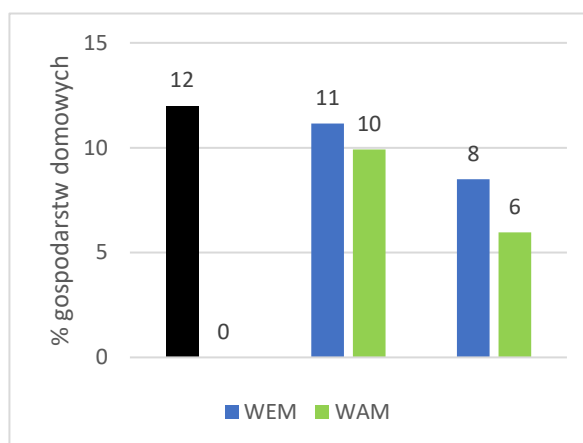
Na potrzeby oszacowania oczekiwanej zmiany zasięgu ubóstwa energetycznego i wyznaczenia celów jego ograniczenia do 2030 i 2040 r. wykorzystano wskaźniki cechujące się wysoką korelacją ze średnim udziałem wydatków na energię w dochodach i oszacowano ich zmiany do 2030 i 2040 r. na podstawie wyników modelowania kosztów energii dla scenariuszy WEM i WAM. Poniżej przedstawiano oszacowane ścieżki wybranych wskaźników ubóstwa energetycznego w Polsce do 2040 r.

Co najmniej 10 proc. dochodów  
wydawane na energię



Wykres 14. Odsetek gospodarstw domowych, które wydają co najmniej 10% dochodów na energię [% gospodarstw domowych]

Dochody poniżej minimum socjalnego po  
opłaceniu rachunków za energię (MIS2)



Wykres 15. Odsetek gospodarstw, których dochody kształtują się na poziomie poniżej minimum socjalnego po opłaceniu rachunków za energię [% gospodarstw domowych]

Źródło: Szacunki własne ME oraz Instytutu Reform na podstawie prognoz do aKPEiK oraz obliczeń PIE na podstawie danych GUS

Szacunki wskazują, że wdrożenie aKPEiK pozwoli na odwrócenie negatywnego wpływu kryzysu paliwowego z początku lat 20. do końca dekady oraz dalszą szybką redukcję ubóstwa energetycznego w latach 30. Będzie to możliwe dzięki połączeniu efektów redukcji kosztów energii na skutek transformacji energetycznej oraz wzrostu dochodów ludności, przy utrzymaniu efektywności działań na rzecz wsparcia osób zmagających się z ubóstwem energetycznym. Jednocześnie będą podejmowane dodatkowe działania w zakresie poprawy efektywności ww. wsparcia.

<sup>141</sup> Z badania przeprowadzonego przez Ministerstwo Rozwoju i Technologii, zrealizowanego na próbie mikroprzedsiębiorstw (jednoosobowych firm niezatrudniających pracowników oraz firm poniżej 10 zatrudnionych), które korzystają z paliw kopalnych do ogrzewania budynków lub korzystają z samochodów napędzanych paliwami kopalnymi, wynika, że niemal 40% badanych przedsiębiorców deklaruje, że aktualne koszty energii istotnie wpływają na ograniczenie możliwości inwestowania w rozwój firmy. Co piąta firma korzysta z węgla (koszt 6,1 tys. PLN), co czwarta z gazu (koszty niemal 10 tys. PLN) i zaledwie 3,5% z oleju opałowego. Koszty paliw na potrzeby grzewcze średnio stanowią 8,6% ogólnych kosztów działalności firm dysponujących własnymi budynkami.

Polska opracuje **Plan Społeczno-Klimatyczny**, który będzie obejmował działania w zakresie ochrony najbardziej narażonych grup społecznych przed negatywnymi skutkami transformacji, w oparciu o **Społeczny Fundusz Klimatyczny** (kwalifikowalność przypada na lata 2026-2032). Pozwoli to na szersze zastosowanie istniejących działań, a także wprowadzenie nowych w miarę potrzeb i posiadanych zasobów.

Celem jest **trend spadkowy poziomu ubóstwa energetycznego nieprzekraczający poziomu średniej UE do 2035 r.**

## POLITYKA

Prowadzenie kompleksowej polityki państwa ukierunkowanej na rozwiązanie problemu ubóstwa energetycznego wymaga działań różnych podmiotów publicznych – od organów naczelnej administracji publicznej w zakresie określania kierunków redukcji zjawiska, po poziom jednostek samorządu terytorialnego i instytucji pomocy społecznej, które w największym stopniu są w stanie dotrzeć do osób dotkniętych tym problemem, jak również ocenić adekwatność pomocy do potrzeb.

Kluczową rolę w długotrwałej, a nie doraźnej redukcji ubóstwa będzie mieć **kontynuacja i ewentualne dostosowanie programów finansowanych ze środków publicznych** (w tym UE) **do potrzeb odbiorców ubogich energetycznie**, w szczególności programów nastawionych na wymianę źródeł ciepła na bezemisyjne, czy finansowanie działań w zakresie modernizacji związanej z poprawą efektywności energetycznej, poprzedzonych audytem efektywności energetycznej i zakończonych świadectwem charakterystyki energetycznej. Redukcja potrzeb energetycznych ma na celu ograniczenie kosztów związanych ze zużyciem energii, co będzie wpływać na obniżenie stopnia ubóstwa, nie tylko energetycznego. Trzeba podkreślić, że nie w każdym przypadku inwestycja termomodernizacyjna będzie zasadna, w szczególności w domach w bardzo złym stanie technicznym i niskiej klasie energetycznej. Wówczas należy rozważyć **rozwój innych programów społecznych związanych z mieszkalnictwem**, takich jak np. budownictwo socjalne, wsparcie w wynajmie innego lokalu, wykorzystanie istniejącej tkanki mieszkaniowej (np. „pustostany za remont”), czy tworzenie alternatywy w postaci wsparcia budowy nowych budynków senioralnych dostosowanych do potrzeb osób starszych.

Wojewódzkie fundusze ochrony środowiska powinny **zapewniać gminom wsparcie w odpowiadaniu na problemy transformacji**. W konsekwencji na poziomie lokalnym powinny być prowadzone punkty informacyjne i wspierające beneficjentów w składaniu wniosków o dofinansowanie termomodernizacji i wymiany źródeł ciepła. Istotnym elementem jest monitoring liczby gospodarstw domowych dotkniętych ubóstwem energetycznym (na poziomie lokalnym i krajowym), ale także **identyfikowanie gospodarstw domowych najsilniej dotkniętych ubóstwem energetycznym**. Zasadna może się okazać również **proaktywna rola gmin**, które będą zachęcać konkretne gospodarstwa domowe do skorzystania z programów wsparcia. Ważnym elementem będą też programy edukacyjne dotyczące efektywnego zarządzania energią oraz doradztwo w zakresie wyboru najbardziej efektywnych rozwiązań.

## DZIAŁANIA

- Działanie 152. Opracowanie i wdrażanie Planu Społeczno-Klimatycznego
- Działanie 153. Redukowanie ubóstwa energetycznego oraz ochrona odbiorcy wrażliwego
- Działanie 154. Badanie statystyczne dotyczące zużycia paliw i energii w gospodarstwach domowych
- *Wszystkie działania wskazane w Cel 2.2.1. Redukcja potrzeb energetycznych istniejących budynków.*



## Cel 4.3.2. Redukcja ubóstwa transportowego

Na znacznej części terytorium Polski, głównie na terenach wiejskich i w małych miejscowościach, identyfikuje się występowanie zjawiska wykluczenia transportowego. Wykluczenie transportowe jest często konsekwencją likwidacji połączeń autobusowych, zamykania stacji kolejowych, czy też braku alternatywnych środków transportu. W regionach o niskiej gęstości zaludnienia, mieszkańcy muszą pokonywać znaczne odległości, aby dotrzeć do pracy, szkół, placówek zdrowotnych czy urzędów, co zwiększa ich zależność od prywatnych samochodów. Społeczny Fundusz Klimatyczny jako jeden z elementów Pakietu Legislacyjnego Gotowi na 55 (ang. Fit for 55), wprowadził konieczność zidentyfikowania przez państwa członkowskie zjawiska bardziej złożonego niż wykluczenie transportowe tj. ubóstwo transportowe.

W kontekście opracowywanego Planu Społeczno- Klimatycznego zdefiniowanie ubóstwa transportowego wymaga zestawienia wyników diagnozy wykluczenia transportowego z danymi obrazującymi sytuację materialną mieszkańców. Zjawisko rozpatrywane powinno być poprzez analizę od strony popytowej (na podstawie dochodów i wynagrodzeń w gminach) i podażowej tego zjawiska (dostępności usług w transporcie publicznym).

Ubóstwo transportowe oznacza zatem trudności, jakie napotykają osoby i gospodarstwa domowe w dostępie do prywatnego lub publicznego transportu, w tym do pokrycia jego kosztów, co skutkuje ograniczeniami w korzystaniu z podstawowych usług i uczestnictwie w życiu społeczno-gospodarczym. Na gruncie krajowym prace analityczne związane z identyfikacją oraz zdefiniowaniem zjawiska ubóstwa transportowego rozpoczęły się w 2024 r. a ich wstępne wyniki wskazują, że zjawiskiem tym może być dotkniętych ponad 8 mln Polaków.

Niemniej dotychczas przeprowadzone prace badawcze wykazały, że w Polsce ubóstwo transportowe jest ściśle powiązane z nierównomiernym rozwojem infrastruktury transportowej i akceptowalnych usług przewozowych. Duże zróżnicowanie w rozwoju infrastruktury transportowej między miastami a obszarami wiejskimi, różnice regionalne oraz wysokość wynagrodzeń i dochodów gospodarstw domowych wpływają na stopień ubóstwa transportowego. W dużych miastach, zwłaszcza aglomeracjach, problem ten jest mniej dotkliwy dzięki rozwiniętej sieci transportu publicznego. Problem ubóstwa transportowego jest znacznie bardziej widoczny w mniejszych miastach na obszarach wiejskich, wewnętrznych peryferiach województw, czy też obszarach położonych przy granicach państwowych (w tym przede wszystkim obszarach górskich oraz położonych wzdłuż granicy wschodniej), gdzie dostęp do komunikacji zbiorowej jest niedostateczny.

Opracowana powyżej definicja, w przypadku konieczności wykorzystania przy innych Programach, powinna być odpowiednio do nich dostosowywana.

Podobnie jak spalanie paliw kopalnych w gospodarstwach domowych, również paliwa kopalne wykorzystywane na cele transportowe zostaną obciążone dodatkowymi kosztami systemu EU ETS-2, co dodatkowo pogłębi ubóstwo transportowe w odniesieniu do użytkowników transportu znajdujących się w trudnej sytuacji.

Pomimo wielu korzyści negatywne skutki dla skali ubóstwa mogą mieć również regulacje związane z zakazem korzystania w określonych strefach z pojazdów spalinowych. Dlatego niezwykle ważne jest zapewnienie alternatyw mających na celu redukcję ubóstwa transportowego czy też zapobiegającym wykluczeniu transportowemu. Celem jest przeciwdziałanie negatywnym trendom transportowym (ubóstwo i wykluczenie transportowe).

**Celem jest zapewnienie dostępności komunikacyjnej dla mieszkańców Polski.**

## POLITYKA

Polityka w zakresie redukcji ubóstwa transportowego, przy jednoczesnej walce z wykluczeniem transportowym, będzie koncentrować się na kilku kluczowych obszarach, przy czym nie będzie się wiązała z zakazem korzystania z samochodów osobowych. Działania, z którymi będzie można dotrzeć do możliwie jak najszerszej grupy użytkowników transportu, będą opierać się o kompleksowe rozwiązania, mające na celu **zwiększenie dostępności i atrakcyjności oferty transportu publicznego**.

Przede wszystkim, konieczne będzie usprawnienie procesu uruchamiania połączeń autobusowych w ramach programów takich jak **Fundusz rozwoju przewozów autobusowych** o charakterze użyteczności publicznej, który ma na celu przywracanie zlikwidowanych linii autobusowych, szczególnie w mniejszych miejscowościach i na terenach wiejskich. Ponadto planuje się, aby gminy objęte bądź narażone na wystąpienie zjawiska ubóstwa transportowego zostały wyposażone w nowoczesny tabor autobusowy oraz infrastrukturę przystankową. Tego typu inicjatywy będą zwiększać dostępność transportu publicznego, zwłaszcza dla osób starszych, młodzieży i osób o niskich dochodach.

Równie istotne będą inwestycje w **modernizację i rozbudowę sieci kolejowej** (linii, połączeń i taboru), **rozwój dróg lokalnych** oraz **budowę infrastruktury dla transportu publicznego w miastach**. Kluczowe znaczenie w tym kontekście ma realizacja Programów takich jak **Krajowy Program Kolejowy do 2030 roku** (z perspektywą do roku 2032), **Program Uzupełniania Lokalnej i Regionalnej Infrastruktury Kolejowej - Kolej + do 2029 roku** oraz **Rządowy program budowy lub modernizacji przystanków kolejowych na lata 2021-2025**. Celem powyższych Programów jest m.in. dążenie do połączenia infrastrukturą kolejową najważniejszych ośrodków wzrostu z obszarami o niższej dynamice rozwoju, a tym samym przeciwdziałanie wykluczeniu transportowemu poszczególnych regionów. Jako uzupełnienie powyższych działań planuje się wprowadzenie nowego mechanizmu zasilania Funduszu Kolejowego środkami, które docelowo przeznaczone będą na dofinansowanie kolejowych przewozów publicznych w regionach dotkniętych ubóstwem transportowym. Trwają również prace nad koncepcją zmian funkcjonowania transportu kolejowego w ramach projektu pn. **Horyzontalny Rozkład Jazdy**. Zakłada się, że czas przejazdu oraz dostępność cenowa transportu kolejowego będzie konkurencyjna wobec motoryzacji indywidualnej oraz przyczyni się do zapewnienia konstytucyjnej swobody przemieszczania się przy równoczesnym zwiększeniu udziału kolei w podziale zadań przewozowych. Równie istotne w obszarze sektora kolejowego jest wsparcie modernizacji i wymiany taboru pasażerskiego. Powyższe działania te nie tylko poprawiają dostępność transportu, ale również przeciwdziałają wykluczeniu transportowemu i mają wpływ na redukcję ubóstwa transportowego.

Polityka transportowa będzie obejmować różne formy wsparcia finansowego infrastruktury

transportowej, zakupu środków tego transportu czy dofinansowania przewozów o charakterze użyteczności publicznej (z wyłączeniem komunikacji miejskiej pozostającej w gestii poszczególnych jednostek samorządu terytorialnego) jak również zmierzać do wprowadzenia rozwiązań instytucjonalnych, informatycznych czy technicznych umożliwiających pasażerom w jednym miejscu wyszukiwanie połączeń i nabywanie biletu obejmującego całą trasę.

Ważną rolę w polityce transportowej odegrają również działania na rzecz promocji alternatywnych form transportu, takich jak **rozwój infrastruktury dla rowerów i pieszych oraz hulajnóg elektrycznych car-sharingu czy też transportu „na żądanie”**. Te inicjatywy również zmniejszają zależność od samochodów. Proponowane w ramach Planu działania będą miały na celu ograniczanie negatywnego wpływu EU ETS-2 na poziom ubóstwa transportowego. prywatnych, zwłaszcza w obszarach o dużym natężeniu ruchu oraz mogą być uzupełnieniem transportu publicznego, stanowiącego podstawę zrównoważonej mobilności.

W przypadku rozwoju miast i wsi polityka będzie kłaść nacisk na integrację planowania przestrzennego z planowaniem transportu publicznego. Celem takiej polityki będzie minimalizowanie dystansów między miejscem zamieszkania a miejscem pracy oraz dostępem do usług, co w efekcie prowadzi do zmniejszenia zależności od transportu prywatnego.

W zwiększaniu dostępności komunikacyjnej, przy jednoczesnym prowadzeniu działań mających na celu walkę z ubóstwem transportowym, szczególną rolę odgrywać będzie Społeczny Fundusz Klimatyczny, z którego Polska będzie korzystać w oparciu o krajowy Plan Społeczno-Klimatyczny. Z uwagi na ograniczoną pulę środków przewidzianą dla sektora transportu, działania te skupią się na stronie podażowej zjawiska tj. będą związane z inwestowaniem w rozwój nowoczesnego i dostępnego transportu publicznego. Powyższe pozwoli mieszkańcom Polski na swobodniejsze przemieszczanie się, celem zaspokajania swoich potrzeb. Działania oparte będą m.in. na kryterium przestrzennym tj. ukierunkowane zostaną na tereny objęte lub zagrożone wystąpieniem ubóstwa transportowego. Obecnie opracowany przestrzenny rozkład obszarów wskazanych do wsparcia, z uwagi na wciąż trwające prace analityczne, może ulec zmianie. Proponowane w ramach Planu działania będą miały na celu ograniczanie negatywnego wpływu EU ETS-2 na poziom ubóstwa transportowego.

## DZIAŁANIA

- Działanie 36. Instrument finansowy – Fundusz rozwoju przewozów autobusowych o charakterze użyteczności publicznej
- Działanie 37. Rozwój miejskich sieci transportowych
- Działanie 38. Rozwój zeroemisyjnego transportu publicznego w miastach
- Działanie 42. Modernizacja taboru i infrastruktury kolejowej oraz rozbudowa lokalnej i regionalnej infrastruktury kolejowej
- Działanie 152. Opracowanie i wdrażanie Planu Społeczno-Klimatycznego
- Działanie 155. Działania na rzecz walki z ubóstwem transportowym w ramach PSK

### Cel 4.3.3. Wsparcie regionów węglowych i wysokoemisyjnych

W Polsce występuje kilkanaście regionów szczególnie mocno zależnych od wydobycia, przeróbki, transportu i eksploatacji węgla kamiennego i brunatnego. Obszary te zamieszkuje około 20% ludności kraju, a ich działalność gospodarcza odpowiada za blisko 20% polskiego PKB. Polska posiada doświadczenia z poprzednich dziesięcioleci, kiedy gwałtowna likwidacja firm przemysłowych i kopalń stała się przyczyną negatywnych skutków społeczno-gospodarczych. Dlatego transformacja energetyczna wymaga dostrzeżenia wyzwań regionów węglowych oraz tych silnie związanych z przemysłem (zwłaszcza energochłonnym), który stoi przed koniecznością głębokiej zmiany technologicznej. Właściwe zarządzanie procesami i wykorzystanie terenów poprzemysłowych w sposób strategiczny może stworzyć szansę na powstanie nowych miejsc pracy, szczególnie w branżach i obszarach kluczowych dla jej skutecznego przeprowadzenia. Pozwoli to na łagodzenie niekorzystnych skutków przekształceń i wykorzystanie ich jako impulsu do innowacyjnego rozwoju oraz wzmocnienia konkurencyjności krajowej gospodarki.

Realizacja procesu sprawiedliwej transformacji regionów węglowych odbywa się w zgodzie z postanowieniami **Umowy Społecznej dotyczącej transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego oraz wybranych procesów transformacji województwa śląskiego** z dnia 28 maja 2021 r. Dokument ten zapewnia ramy dla stopniowego odchodzenia od węgla przy równoczesnym zagwarantowaniu mechanizmów osłonowych inwestycyjnych. Do kluczowych rozwiązań przewidzianych w *Umowie Społecznej* należą:

- mechanizmy osłonowe dla pracowników sektora górnictwa, takie jak urlopy górnicze, jednorazowe odprawy pieniężne oraz systemy dobrowolnych odejść,
- gwarancje zatrudnienia i ochrony wynagrodzeń w okresie przejściowym,
- mechanizmy finansowania spółek sektora węglowego do czasu zakończenia ich działalności,

- koordynacja z Funduszem na rzecz Sprawiedliwej Transformacji i Funduszem Transformacji Województwa Śląskiego S.A., które wspólnie mają zapewnić środki na dywersyfikację gospodarczą regionów, tworzenie zielonych miejsc pracy oraz rozwój OZE, gospodarki o obiegu zamkniętym i technologii wodorowych.

*Umowa Społeczna* stanowi także podstawę dla współpracy rządu, strony społecznej i samorządów w zakresie kształtowania planów inwestycyjnych i ostonowych, gwarantując, że proces transformacji sektora górnictwa i siedmiu regionów węglowych województwa śląskiego będzie przebiegał w sposób przewidywalny, partycypacyjny i akceptowalny społecznie. Pod koniec 2025 r. notyfikacja *umowy społecznej* w Komisji Europejskiej oczekiwała na zatwierdzenie. Istotą procesu wygaszania i zamykania kopalń powinien być techniczny i społeczno-ekonomiczny potencjał poszczególnych kopalń. W zarządzaniu zmianami w regionach górniczych ważne jest transparentne, rozłożone w czasie planowanie, przewidywalność dla pracowników sektora górniczego, ale też minimalizowanie kosztów transformacji dla całego polskiego społeczeństwa.

W kolejnych latach, stopniowo będą wycofywane ze struktury mocy wytwórczych bloki oparte o węgiel kamienny i brunatny. Tempo i kolejność odstawień zależne będzie od ich stanu technicznego, kosztów utrzymania oraz wystarczalności mocy w systemie elektroenergetycznym.

Odstawianiu bloków węglowych z poszanowaniem praw pracowniczych sprzyjać będą przepisy ustawy z dnia 17 sierpnia 2023 r. *o ostonach socjalnych dla pracowników sektora elektroenergetycznego i branży górnictwa węgla brunatnego* (Dz. U. poz. 1737, z późn. zm.), których celem jest zapewnienie oston socjalnych dla pracowników oraz wsparcie podmiotów w dążeniu do transformacji poprzez stopniowe odchodzenie od wytwarzania energii elektrycznej w wysokoemisyjnych jednostkach węglowych przy jednoczesnym rozwoju źródeł nisko- i zeroemisyjnych. Regulacje tej ustawy zostały notyfikowane w Komisji Europejskiej, która uznała pomoc publiczną przewidzianą tą ustawą za zgodną z zasadami rynku UE.

Eksploracja i wielkoskalowe przetwarzanie paliw kopalnych (gaz ziemny, ropa naftowa, węgiel) odbywa się w kilku regionach Polski, ale w pierwszej kolejności transformacja energetyczna będzie mieć znaczenie dla regionów, w których odbywa się wydobywanie i przetwarzanie węgla. To właśnie ten surowiec spośród paliw kopalnych będzie najszybciej tracił na znaczeniu – ze względu na ograniczony potencjał geologiczny, koszty oraz emisyjność. Dodatkowo działalność związana z węglem (w tym branży powiązane z wydobywaniem i przetwarzaniem) ma istotne znaczenie dla gospodarek tych regionów. Z tego względu planowanie i wsparcie regionów węglowych mają pierwszorzędny charakter.

Zgodnie z zasadami określonymi na poziomie unijnym, wsparcie ze środków UE może dotyczyć tylko tych obszarów (subregionów na poziomie NUTS-3), które mają konkretny plan ograniczania działalności związanej z węglem – w perspektywie 2021-2027 były to tzw. **terytorialne plany sprawiedliwej transformacji** (TPST). Celem opracowania i wdrożenia TPST było zapewnienie nowej drogi gospodarczej i energetycznej dla tych regionów, tak aby utrzymana była ich konkurencyjność i aktywność gospodarcza, a także by powstały nowe źródła energii, zapewniona była ochrona gospodarstw domowych, dbałość o środowisko naturalne i ład przestrzenny. Co ważne, TPST opracowywane są lokalnie, z zaangażowaniem strony rządowej. Dzięki temu możliwe było zidentyfikowanie silnych stron i potencjału, a proces wygenerował także wsparcie i zaangażowanie ludzi, których plan dotyczy.

Po szeregu uzgodnień, wsparcie z Funduszu Sprawiedliwej Transformacji otrzymują regiony zlokalizowane w pięciu województwach, w oparciu o cztery TPST. Zestawienie obszarów pokrytych TPST znajduje się poniżej.

## Regiony węglowe pokryte TPST

| województwo   | obszary                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | TPST                                                                                                |
|---------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|
| dolnośląskie  | m. Wałbrzych, powiaty dzierżoniowski, kłodzki, świdnicki, wałbrzyski, ząbkowicki                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | <i>Terytorialny Plan Sprawiedliwej Transformacji Dolnego Śląska 2030</i> , <a href="#">link</a>     |
| łódzkie       | m. Piotrków Trybunalski, całe powiaty bełchatowski, pajęczański, siedem gmin powiatu radomszczańskiego (Dobryczyce, Gomunice, Kamieńsk, Lgota Wielka, Ładzice, Radomsko m. i gm.), sześć gmin powiatu wieluńskiego (Czarnożyły, Konopnica, Osjaków, Ostrówek, Wieluń, Wierzchlas), trzy gminy powiatu piotrkowskiego (Gorzkowice, Rozprza, Wola Krzysztoporska), po jednej gminie z powiatów łaskiego (Widawa) i sieradzkiego (Złoczew), Siemkowice, Działoszyn, Rusiec, Kiełczygłów, Rząśnia, Strzelce Wielkie, Nowa Brzeźnica, Sulmierzyce, Kleszczów, Szczerców, Kluki, Żelów, Drużbice | <i>Terytorialny Plan Sprawiedliwej Transformacji Województwa Łódzkiego</i> , <a href="#">link</a>   |
| małopolskie   | powiaty chrzanowski, olkuski, oświęcimski, wadowicki                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       | <i>Terytorialny Plan Sprawiedliwej Transformacji Śląska</i>                                         |
| śląskie       | m. Bielsko-Biała, m. Bytom, m. Chorzów, m. Dąbrowa Górnicza, m. Gliwice, m. Jastrzębie-Zdrój, m. Jaworzno, m. Katowice, m. Mysłowice, m. Piekary Śląskie, m. Ruda Śląska, m. Rybnik, m. Siemianowice Śląskie, m. Sosnowiec, m. Świętochłowice, m. Tychy, m. Zabrze, m. Żory, powiaty będziński, bielski, bieruńsko-lędziński, cieszyński, gliwicki, pszczyński, raciborski, tarnogórski, wodzisławski i żywiecki, lubliniecki, zawierciański, mikołowski, rybnicki                                                                                                                         | (dokument obejmuje zarówno obszary Śląska, jak i Małopolski, zgodnie z ustaleniami z KE)            |
| wielkopolskie | m. Konin, powiaty kolski, koniński, słupecki i turecki                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | <i>Terytorialny Plan Sprawiedliwej Transformacji Wielkopolski Wschodniej</i> , <a href="#">link</a> |

## POLITYKA

Sprawiedliwa transformacja opiera się na wsparciu regionów węglowych i związanych z gospodarką paliwami kopalnymi. W pierwszej kolejności uwaga skupiona będzie na działalności i obszarach związanych z wydobywaniem i wykorzystaniem węgla. Kluczowym warunkiem wsparcia jest chęć dążenia do dekarbonizacji.

Utrzymane zostanie wsparcie branży węglowej zgodnie z *umowami społecznymi*, ale pożądane będzie dobrowolne, wcześniejsze kończenie pracy w branży. Plan odejść w poszczególnych zakładach górniczych nie powinien powodować braku możliwości sprawnej likwidacji. Nie jest także dopuszczalne zwiększanie zatrudnienia i jednoczesne wynagradzanie odejść w danym zakładzie. Wsparcie może być udzielone tylko raz, ponadto musi zakładać co najmniej kilkuletni staż pracy (proces wymaga ścisłego monitoringu). Młodzi mieszkańcy regionów węglowych powinni korzystać z innych form wsparcia transformacji, tak by zredukować ryzyko nieefektywnego wsparcia – tj. np. przeznaczenie środków na wydatki bytowe, zamiast inwestycji w zwiększenie kompetencji lub rozpoczęcie działalności gospodarczej.

Istotnym elementem systemu wsparcia stanie się Fundusz Transformacji Województwa Śląskiego S.A. Niemniej jednak kompleksowe wsparcie transformacji energetyczno-klimatycznej, a także rozwój gospodarczy ukierunkowany na innowacyjność stwarzają szanse dla wszystkich regionów kraju. Im

szybciej dostrzeżone i wykorzystane zostaną możliwości przez przedsiębiorców, tym sprawniej przebiegnie zmiana.

W ramach zapewnienia **sprawiedliwej transformacji** działania będą ukierunkowane nie tylko na zapewnienie osłon socjalnych pracownikom, lecz także na tworzenie nowych specjalizacji regionalnych, trwałych miejsc pracy oraz przede wszystkim na rozwój nowych branż przemysłu wspierających przekształcenia sektora. Wsparcie regionów węglowych i wysokoemisyjnych w transformacji energetycznej powinno prowadzić do dywersyfikacji gospodarczej, tworząc nowe możliwości w obszarach takich jak OZE, magazynowanie energii, gospodarka wodorowa, paliwa alternatywne, elektromobilność, logistyka, recykling, cyfryzacja, automatyzacja procesów, technologie medyczne. Ważne jest również tworzenie warunków dla modernizacji zakładów przemysłu ciężkiego i motoryzacyjnego. Te działania sprzyjać także będą adaptacji do zmian klimatu i poprawie jakości powietrza. Przekształcenia ukierunkowane będą na lepsze zagospodarowanie infrastruktury zamykanych kopalń i terenów pogórnich na nowe funkcje gospodarcze i społeczne. Takie podejście pozwoli wykorzystać istniejący potencjał przestrzenny i techniczny regionów, minimalizując skutki likwidacji przemysłów tradycyjnych i tworząc podstawy dla rozwoju nowych branż zgodnych z inteligentnymi specjalizacjami regionów.

W szczególności prowadzone będą następujące inicjatywy – w powiązaniu z wymiarem V, dotyczącym działalności badawczo-rozwojowej, polityki naukowej, kierunków i sposobów kształcenia oraz wzmacniania konkurencyjności:

- Rozwinięcie systemu zachęt inwestycyjnych w regionach wydobywczych i wysokoemisyjnych;
- Realizacja projektów inwestycyjnych, modernizacja istniejącego i budowa nowego przemysłu;
- Mapowanie potrzeb regionów w zakresie dostępności i kwalifikacji kadr w sektorach energetycznych i okołobranżowych w kontekście projektów inwestycyjno-transformacyjnych;
- Mapowanie potrzeb kształcenia i przekwalifikowania zawodowego;
- Projektowanie i programowanie kierunków kształcenia i doskonalenia zawodowego;
- Zintegrowanie działań szkoleniowo-rekrutacyjnych pomiędzy instytucjami publicznymi i podmiotami gospodarczymi;
- Doradztwo i kampanie edukacyjno-informacyjne oraz tworzenie ośrodków wsparcia pracowników dotkniętych skutkami transformacji i ich rodzin;
- Zachowanie tradycji i dziedzictwa kulturowego regionów wydobywczo-przemysłowych;
- Prowadzenie kampanii edukacyjno-informacyjnej dotyczącej planów i praktycznych wymiarów transformacji oraz wielopoziomowe konsultacje publiczne aKPEiK i dokumentów strategicznych dotyczących transformacji energetycznej.

## DZIAŁANIA

- Działanie 156. Zapewnienie wsparcia dla regionów węglowych
- Działanie 157. Zapewnienie rozwoju regionów węglowych

### Cel 4.3.4. Tworzenie zielonych miejsc pracy

Zielone miejsca pracy stanowią kluczowy element gospodarki, zorientowanej na transformację klimatyczno-energetyczną. W dobie rosnącej świadomości ekologicznej oraz narastających wyzwań związanych z globalnym ociepleniem, rola zielonych miejsc pracy staje się coraz bardziej istotna.

**Zielone miejsca pracy** to stanowiska, które bezpośrednio lub pośrednio przyczyniają się do ochrony środowiska naturalnego, promują zrównoważone wykorzystanie zasobów oraz wspierają działania na rzecz zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych i łagodzenia skutków zmiany klimatu.

Zielone miejsca pracy są obecne w różnych sektorach gospodarki i dotyczą rozwoju branż spójnych z inteligentnymi specjalizacjami w regionach, takich jak energetyka odnawialna, ICT, gospodarka o obiegu zamkniętym, rolnictwo ekologiczne, gospodarka wodna, gospodarowanie odpadami, transport publiczny, budownictwo energooszczędne, czy ochrona przyrody. Przykładami mogą być stanowiska związane z produkcją i instalacją odnawialnych źródeł energii, pracą w recyklingu, ekoprojektowaniem, czy zarządzaniem lasami i obszarami cennymi przyrodniczo. W odróżnieniu od tradycyjnych miejsc pracy, te związane z zieloną gospodarką koncentrują się na tworzeniu rozwiązań, które minimalizują negatywny wpływ działalności człowieka na środowisko, a przy tym bezkolizyjnie wspierają proces transformacji i wzmacniają konkurencyjność gospodarki. Działania te wspierają dywersyfikację gospodarki, wykorzystanie istniejącej infrastruktury przemysłowej oraz rozwój nowych kompetencji, co umożliwia powstawanie miejsc pracy w sektorach niskoemisyjnych i innowacyjnych.

Potrzeba tworzenia zielonych miejsc pracy wynika z kilku czynników. Po pierwsze, są odpowiedzią na kryzys klimatyczny i konieczność transformacji gospodarki w kierunku zeroemisyjnego rozwoju. Jak wskazuje nauka, sektory gospodarki bazujące na paliwach kopalnych i intensywnym wykorzystaniu zasobów, są szkodliwe dla planety. Ponadto, przemiana tych sektorów oraz rozwój nowych, opartych na zrównoważonych technologiach, stwarza nowe możliwości zatrudnienia, które są jednocześnie korzystne dla gospodarki i przyjazne dla środowiska.

Zielone miejsca pracy odgrywają także kluczową rolę w procesie sprawiedliwej transformacji. Przemiany gospodarcze i ekologiczne nie powinny i nie mogą odbywać się kosztem pracowników i społeczności, które opierają się na przemysłach wysokoemisyjnych. Zielone miejsca pracy stanowią często lepszą alternatywę dla osób, które w wyniku transformacji mogą stracić zatrudnienie w sektorach związanych z wydobywaniem i przetwarzaniem paliw kopalnych. Dzięki inwestycjom w szkolenia i edukację, ci pracownicy mogą zdobyć nowe umiejętności i kwalifikacje, co pozwoli im na znalezienie zatrudnienia w bardziej zrównoważonych sektorach gospodarki. Wspierają również rozwój lokalnych społeczności, zwłaszcza tych, które do tej pory były uzależnione od wysokoemisyjnych gałęzi przemysłu. Inwestycje w energetykę odnawialną, gospodarkę o obiegu zamkniętym czy ekologiczne rolnictwo mogą przyczynić się do tworzenia nowych źródeł dochodu i zwiększenia stabilności ekonomicznej dawnych regionów wydobywczych. Zielone miejsca pracy pomagają w budowaniu bardziej odpowiedzialnego i zaangażowanego społeczeństwa, w którym korzyści z transformacji klimatycznej są równomiernie rozłożone.

## Zwiększenie liczby zielonych miejsc pracy do 2030 r. w porównaniu do 2023 r.

### POLITYKA

Kluczowym celem polityki będzie **stworzenie sprzyjających warunków** dla rozwoju zrównoważonych sektorów gospodarki, a także wspieranie sprawiedliwej transformacji, która zapewni godne miejsca pracy i równomierny rozwój ekonomiczny w różnych regionach kraju. Z uwagi na priorytetowe traktowanie inwestycji w sektorach związanych z odnawialnymi źródłami energii, gospodarką o obiegu zamkniętym, zrównoważonym rolnictwem, ochroną środowiska i transportem publicznym, w dalszym ciągu rozwijane będą systemy wsparcia finansowego i fiskalnego. Szczególną uwagę będą objęte małe i średnie przedsiębiorstwa (MŚP), które odgrywają istotną rolę w rozwoju lokalnym.

Wspierany będzie rozwój programów edukacyjnych oraz szkoleń zawodowych, które pozwolą pracownikom zdobyć nowe umiejętności niezbędne w zielonych sektorach gospodarki. W szczególności promowane będzie kształcenie techniczne oraz rozwijane programy przekwalifikowania, skierowane szczególnie do osób pracujących w sektorach wysokoemisyjnych. Istotną rolę będzie odgrywać współpraca z uczelniami i instytucjami szkoleniowymi, pomagająca w stworzeniu nowoczesnych programów edukacyjnych, które będą odpowiadać na potrzeby rynku pracy.

Specjalna uwaga będzie skierowana na regiony, które historycznie były zależne od przemysłów wysokoemisyjnych, takich jak górnictwo, hutnictwo, koksownictwo, przemysł chemiczny, metalowy,



cementowy oraz sektor motoryzacyjny oparty o silniki spalinowe. Polityka obejmie strategie regionalne, które wspierają rozwój alternatywnych źródeł zatrudnienia, dostosowanie do lokalnych potrzeb i zasobów. Stworzone zostaną mechanizmy wsparcia dla społeczności lokalnych, w tym fundusze przeznaczone na rozwój zielonych miejsc pracy i innowacyjnych projektów, które będą wspierać lokalną gospodarkę.

Kluczowe w kreowaniu polityki na rzecz zielonych miejsc pracy będzie prowadzenie szerokiej współpracy pomiędzy rządem, sektorem prywatnym, pracownikami, organizacjami pozarządowymi oraz społecznościami lokalnymi. Dialog społeczny jest kluczowy, aby zrozumieć potrzeby różnych grup interesariuszy i wspólnie wypracować rozwiązania, które będą skuteczne i sprawiedliwe. Rząd będzie dążył do stworzenia platform współpracy, które umożliwią wymianę wiedzy i najlepszych praktyk oraz wspólne planowanie działań w zakresie identyfikowanych potrzeb.

Inwestowanie w tworzenie zielonych miejsc pracy zapewnia długookresowe korzyści gospodarcze. Z tego względu środki finansowe przeznaczone na sprawiedliwą transformację będą kierowane w pierwszej kolejności na rozwój podmiotów gospodarczych, które tworzą nowe, trwałe miejsca pracy w obszarach zielonej transformacji oraz zielono-niebieskiej infrastruktury.

## DZIAŁANIA

- Działanie 164. Kształcenie i doskonalenie zawodowe kadr dla gospodarki w zakresie transformacji energetyczno-klimatycznej

### Cel 4.3.5. Zachowanie równowagi społecznej i ekonomicznej

Zachowanie równowagi społecznej i ekonomicznej w kontekście sprawiedliwej transformacji energetycznej jest kluczowym elementem w procesie przechodzenia na gospodarkę niskoemisyjną. Oznacza to dążenie do takiej zmiany, która minimalizuje nierówności społeczne oraz negatywne skutki transformacji, jednocześnie maksymalizując korzyści dla wszystkich obywateli. Transformacja energetyczna jako proces zmiany systemu gospodarczego i energetycznego niesie ze sobą różnorodne skutki dystrybucyjne, które mogą prowadzić do powstawania nowych nierówności dochodowych i regionalnych. Przykładem mogą być regiony tradycyjnie zależne od przemysłu węglowego, które w obliczu zmiany mogą doświadczać trudności, takich jak utrata miejsc pracy, podczas gdy nowe sektory zielonej gospodarki mogą rozwijać się w innych lokalizacjach, tworząc dysproporcje rozwoju regionalnego.

W odpowiedzi na te wyzwania konieczne jest wprowadzenie mechanizmów redystrybucji, takich jak subsydia, ulgi podatkowe czy inwestycje w rozwój lokalny. Tego typu środki mają na celu złagodzenie potencjalnych nierówności społecznych i ekonomicznych, które mogą pogłębiać się w trakcie transformacji. Ważnym celem transformacji energetycznej jest również poprawa jakości życia obywateli poprzez redukcję zanieczyszczeń środowiskowych oraz poprawę zdrowia publicznego. Dążenie do bardziej efektywnych energetycznie i ekologicznych rozwiązań przyczyni się do poprawy jakości powietrza, zmniejszenia wpływu zmian klimatycznych oraz obniżenia kosztów energii. Równie istotne jest, aby te zmiany nie prowadziły do obniżenia standardu życia żadnej z grup społecznych.

Transformacja wiąże się z koniecznością poniesienia początkowych nakładów inwestycyjnych, które mogą obciążać zarówno gospodarstwa domowe, jak i przedsiębiorstwa. Aby zwiększyć ich dostępność, niezbędne jest wprowadzenie odpowiednich mechanizmów wsparcia. Przykłady takich działań to dotacje na termomodernizację budynków, ulgi podatkowe czy subsydia dla małych i średnich przedsiębiorstw. Dzięki takim rozwiązaniom, przejście na zieloną energię może stać się bardziej przystępne dla wszystkich grup społecznych, a tym samym nie wpłynie nawet przejściowo negatywnie na ich sytuację finansową.

Kluczowym elementem sprawiedliwej transformacji energetycznej jest także jej **inkluzywność**, czyli włączanie i uwzględnianie głosów wszystkich zainteresowanych stron. Proces ten wymaga zaangażowania różnych grup społecznych, lokalnych liderów, pracowników, organizacji społecznych, takich jak związki zawodowe, czy grupy nieformalne oraz organizacji pozarządowych w proces decyzyjny. Przeprowadzanie szerokich konsultacji społecznych, angażowanie społeczności lokalnych w planowanie i wdrażanie polityki energetycznej oraz zapewnienie przejrzystości i otwartości w podejmowanych decyzjach stanowią nieodzowny element transformacji energetycznej. Tylko poprzez realne uwzględnienie potrzeb i oczekiwań różnych grup społecznych możliwe jest budowanie społecznego poparcia dla działań związanych z transformacją energetyczną. Tego rodzaju podejście gwarantuje, że transformacja będzie nie tylko skuteczna, ale również sprawiedliwa społecznie i ekonomicznie.

## POLITYKA

Monitorowanie skutków dystrybucyjnych będzie obejmować systematyczną analizę wpływu transformacji energetycznej na różne grupy społeczne i regiony, aby zidentyfikować obszary oraz grupy najbardziej narażone na negatywne skutki. W tym celu wprowadzone zostaną mechanizmy redystrybucji korzyści, takie jak subsydia dla regionów i grup społecznych dotkniętych zmianami oraz ulgi podatkowe, które będą minimalizować nierówności społeczne i ekonomiczne. Analizy będą prowadzone we współpracy z instytucjami badawczymi i na podstawie danych z monitoringu społecznego.

W zakresie poprawy jakości życia i dobrostanu działania będą skoncentrowane na inwestycjach mających na celu poprawę jakości życia obywateli poprzez modernizację infrastruktury energetycznej, poprawę jakości powietrza i wsparcie dla zdrowia publicznego. W dalszym ciągu będzie prowadzone wsparcie finansowe dla gospodarstw domowych i przedsiębiorstw z wykorzystaniem instrumentów, takich jak dotacje na modernizację budynków oraz subsydia dla małych i średnich przedsiębiorstw. Aby zapewnić inkluzywność polityk oraz partycypację społeczną w ich tworzeniu, w proces decyzyjny dotyczący kształtowania polityki energetycznej zaangażowane będą różne grupy społeczne, lokalni liderzy oraz organizacje pozarządowe. Przeprowadzane będą szerokie konsultacje społeczne, a decyzje będą podejmowane z zachowaniem przejrzystości, zgodnie z ustawami i regulacjami dotyczącymi partycypacji obywatelskiej.

## DZIAŁANIA

- Działanie 156. Zapewnienie wsparcia dla regionów węglowych
- Działanie 157. Zapewnienie rozwoju regionów węglowych
- Działanie 161. Pilotaże i programy demonstracyjne wzorcowych rozwiązań transformacji energetyczno-klimatycznej
- *Wszystkie działania wskazane w części Cel 2.2.1 Redukcja potrzeb energetycznych istniejących budynków*





## **Wymiar 5**

Badania naukowe, innowacje  
i konkurencyjność



Osiągnięcie przez UE neutralności klimatycznej oraz przeprowadzenie transformacji energetycznej wymaga ogromnych zmian we wszystkich dziedzinach życia i gospodarki. Dlatego najbliższe dekady to czas na to, by badania naukowe i rozwój innowacji istotnie przybliżył nas do realizacji tych celów. Mając na względzie nie tylko dążenie do redukcji emisji GHG przy jednoczesnym zagwarantowaniu bezpieczeństwa energetycznego i zapewnieniu konkurencyjności Europy na arenie światowej – **badania naukowe, innowacje i konkurencyjność zostały określone piątym wymiarem unii energetycznej.**

W tej części wskazano kluczowe zagadnienia z punktu widzenia przeprowadzenia transformacji w warunkach polskich. *W strukturze rozdziału nie wydzielono obszarów.*

### Cel 5.1.1. Zapewnienie środków na transformację energetyczną oraz na badania i rozwój

Transformacja energetyczna – lub szerzej transformacja klimatyczno-energetyczna – mająca na celu dążenie do neutralności klimatycznej, wymaga znacznych nakładów inwestycyjnych i wiąże się z wieloma wyzwaniami technologicznymi opisanymi w tym dokumencie. Inwestycje kapitałowe są ponoszone zarówno przez sektor publiczny, jak i prywatny, przy czym niejednokrotnie wymagają mechanizmów wsparcia i zachęt dla inwestorów. Efekty podejmowanych działań będą wpływać na innowacyjność gospodarki i jej konkurencyjność. Co ważne, środki publiczne nie są jedynym źródłem finansowania przedsięwzięć, lecz mają charakter wspierający, pobudzający, kreujący efekt mnożnikowy i ukierunkowany na działania niskoemisyjne. Bardzo dużą rolę odegrają w tym zakresie środki unijne, oferowane w ramach różnych programów i funduszy ukierunkowanych na konkretny cel.

Część zaplanowanych działań ma zarezerwowane środki finansowe, ale w wielu przypadkach niezbędny będzie montaż finansowy. aKPEiK wskazuje zatem kierunek, do jakiego dążymy, a pozyskanie środków lub szczegółowe zaplanowanie ich wydatkowania jest jednym z elementów przyszłej realizacji KPEiK. W czasie wdrażania aKPEiK pojawiać się będą nowe inicjatywy i rozwiązania finansowe, które mogą wspierać realizację ambitnego planu. Biorąc pod uwagę powyższe aspekty, przewiduje się opracowanie **planu finansowego dla działań aKPEiK**, który określi źródła kapitału, mechanizmy wsparcia oraz zasady współpracy między instytucjami publicznymi i prywatnymi. Ze względu na bardzo specyficzną sytuację w ciepłownictwie – oddzielnie opracowany zostanie także plan finansowy transformacji tego sektora. *Załącznik 5. do aKPEiK prezentuje potrzeby inwestycyjne, dostępne sposoby i źródła finansowania zidentyfikowane w czasie opracowania dokumentu.*

Niezwykle ważne jest także **zapewnienie podmiotom realizującym aKPEiK rozwiązań i narzędzi** wspierających prowadzenie transformacji. Do najważniejszych inicjatyw zalicza się:

- **Centrum Wsparcia Transformacji Energetycznej** – które ma stanowić centrum doradcze dostępne dla podmiotów gospodarczych i obywateli, w oparciu o najlepszą wiedzę technologiczną i finansową;
- **Symulator Systemu Energetycznego dla Samorządu** – aktualnie JST zderzają się z problemem braku wiedzy w zakresie potrzeb energetycznych, potencjału rozwoju i optymalnej ścieżki transformacji. Dlatego wyposażenie JST w to rozwiązanie umożliwi modelowanie różnych scenariuszy dekarbonizacji, analizę kosztów inwestycji oraz określenie najbardziej efektywnych zintegrowanych działań w zakresie energetyki, ciepłownictwa, transportu i infrastruktury budynkowej;
- **Rzeczoznawstwo analityczne centralnej administracji publicznej** na potrzeby transformacji energetycznej – aktualnie administracja publiczna korzysta z różnych ośrodków analitycznych lub podmiotów zewnętrznych, co powoduje ryzyko niespójności metodycznej, niedostatecznej wiedzy o istnieniu danych i prognoz oraz wielokrotnie powoduje problemy organizacyjne. Z tego względu niezwykle potrzebne jest wzmocnienie zaplecza analitycznego administracji.



Transformacja nie odbędzie się bez sprawnego rozwoju technologicznego. Działalność w obszarze **badania i rozwoju** prowadzi do pozyskania rozwiązań, które odpowiadać będą na zidentyfikowane szeroko pojęte potrzeby rozwojowe w różnych dziedzinach życia i funkcjonowania gospodarek. Rozwiązania te powinny również wspierać wykorzystanie przewag konkurencyjnych kraju, zwiększać jego atrakcyjność inwestycyjną oraz wzmacniać innowacyjność. W związku z tym prace badawczo-rozwojowe powinny być prowadzone według określonej polityki państwa, aktualizowanej z uwzględnieniem odkryć i osiągnięć.

W 2022 r. przyjęta została *Polityka Naukowa Państwa* ([link](#)), w której określono kierunki działań w zakresie nauki i szkolnictwa wyższego. Realizacja *Polityki Naukowej Państwa* ma na celu m.in. poprawę pozycji Polski na arenie międzynarodowej oraz zwiększenie wpływu nauki i szkolnictwa wyższego na rozwój gospodarczy i społeczny kraju.

Choć dokument określa cel zwiększenia nakładów na badania naukowe w całej gospodarce, ocenia się, że znaczna część tych nakładów będzie przeznaczona na działania związane z transformacją energetyczną i szerzej pojętym dążeniem do gospodarki neutralnej klimatycznie.

### Polska wyznacza cel zwiększenia nakładów na badania naukowe do 2,5% PKB do 2030 r.

Trzeba jednak podkreślić szerszy kontekst *Polityki Naukowej Państwa (PNP)*. Jej realizacja ma na celu m.in. poprawę pozycji Polski na arenie międzynarodowej oraz zwiększenie wpływu nauki i szkolnictwa wyższego na rozwój gospodarczy i społeczny kraju. Polityka ta ma wspierać prowadzenie wysokiej jakości badań naukowych i optymalnego wykorzystania wiedzy naukowej oraz zapewnia autonomię uczelni. Priorytety określone w tym dokumencie przekładają się na spójność, synergii i rozwój współpracy międzynarodowej w systemie szkolnictwa wyższego i nauki. PNP jest podstawą do realizacji programów strategicznych i rozwojowych państwa. Realizacja polityki naukowej państwa jest finansowana w ramach nakładów na szkolnictwo wyższe i naukę ustalanych na podstawie art. 383 ustawy – Prawo o szkolnictwie wyższym i nauce oraz limitów wydatków właściwych części budżetowych.

W polskim systemie prawnym obowiązuje pakiet ulg, ułatwień i zachęt do większego poziomu inwestycji w B+R. W celu stymulowania inwestycji B+R oraz wspierania innowacyjności w przedsiębiorstwach zapewniono<sup>142</sup>:

- **Ułgi podatkowe** – możliwość odliczenia od podstawy opodatkowania do 200% kosztów kwalifikowanych;
- **Wynagrodzenia pracowników** – możliwość odliczenia od podstawy opodatkowania kosztów wynagrodzeń pracowników zatrudnionych w działach B+R;
- **Amortyzacja środków trwałych** – koszty amortyzacji środków trwałych wykorzystywanych w działalności B+R zostały uznane za koszty kwalifikowane;
- **Ułatwienia administracyjne** – skrócenie procedur: zmniejszenie obciążeń administracyjnych związanych z dokumentowaniem kosztów B+R;
- **Korzystniejsze warunki dla małych i średnich przedsiębiorstw (MŚP)** – specjalne preferencje dla MŚP, które mogły odliczyć wyższy procent kosztów kwalifikowanych;
- **Wsparcie dla startupów i nowych przedsiębiorstw** – preferencyjne warunki: nowe firmy i startupy mogły skorzystać z dodatkowych ulg i programów wsparcia finansowego;
- **Ułatwienia w procedurach patentowych oraz wsparcie w ochronie własności intelektualnej;**

<sup>142</sup> W następstwie dwóch ustaw o innowacyjności - ustawy z dnia 4 listopada 2016 r. o zmianie niektórych ustaw określających warunki prowadzenia działalności innowacyjnej (Dz. U. poz. 1933, z późn. zm.) oraz ustawy z dnia 9 listopada 2017 r. o zmianie niektórych ustaw w celu poprawy otoczenia prawnego działalności innowacyjnej (Dz.U. poz. 2201); jak również ustawy z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy – Kodeks spółek handlowych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1655, z późn. zm.).

- **Wsparcie finansowe** – m.in. zwiększenie dostępności funduszy krajowych i unijnych na realizację projektów badawczo-rozwojowych;
- **Prowadzenie prostych spółek akcyjnych** – formuła pozwala m.in. na to, aby akcje w spółce mogły objąć osoby, które nie dysponują kapitałem, ale mają innowacyjny pomysł, będą pracować na jego rozwijaniem i wdrażaniem (specyfika startupów), jak również osoby, które gotowe są wnieść kapitał, umożliwiając zarówno finansowanie, jak i sprawiedliwe czerpanie korzyści.

Dzięki tym rozwiązaniom polskie przedsiębiorstwa zyskały lepsze warunki do rozwoju innowacyjnych projektów, co przyczyniło się do wzrostu konkurencyjności i dynamicznego rozwoju sektora B+R w Polsce. Podejście będzie kontynuowane, ale niezwykle istotne jest nadążanie regulacji oraz instytucji wspierających innowacyjność za zmieniającym się otoczeniem i globalnym rozwojem.

## DZIAŁANIA

- 
- Działanie 159. Stopniowy wzrost nakładów i optymalne kierowanie środków na B+R (badania i rozwój) w obszarach transformacji do gospodarki neutralnej klimatycznie
- Działanie 160. Aktualizacja Polityki Naukowej Państwa
- Działanie 165. Przygotowanie planu finansowego dla działań proponowanych w KPEiK

### Cel 5.1.2. Rozwój innowacji i technologii w obszarach sprzyjających transformacji do gospodarki neutralnej klimatycznie

Celem jest tworzenie warunków sprzyjających **rozwojowi innowacji i technologii**, które przyczynią się do sprawnej transformacji energetyczno-klimatycznej, przy jednoczesnym zachowaniu bezpieczeństwa energetycznego, dążeniu do wzrostu konkurencyjności gospodarki oraz uwzględnieniu potrzeb społeczeństwa.

*Polityka Naukowa Państwa* podzielona jest na priorytetowe kierunki. Dla transformacji energetycznej szczególne znaczenie ma priorytet **Zasoby naturalne i środowisko**, który dzieli się na trzy obszary:

- (1) *Energia i klimat,*
- (2) *Zasoby i bioróżnorodność*
- (3) *Żywność i biogospodarka*

W ramach tych obszarów szczególne znaczenie mają podobszary zestawione w tabeli poniżej, które zostały uzupełnione o dodatkowe elementy warte rozwijania i wspierania.

Planowanie prac badawczych powinno obejmować te obszary całościowo i interdyscyplinarnie. Praktyczne wdrożenie rozwiązań może wymagać dużych przełomów technologicznych, dlatego istotne pozostaje tworzenie efektywnych mechanizmów koncentracji środków i zasobów ludzkich.

## Obszary rozwoju innowacji i technologii dla transformacji energetycznej

| Energia i klimat                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | Zasoby i bioróżnorodność                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>efektywność energetyczna</b> (zwiększenia efektywności energetycznej w przemyśle i budownictwie) oraz <b>poszanowania energii</b>;</li> <li>• <b>neutralność klimatyczna przemysłu</b> (redukcja emisji procesowych, wychwyt emisji);</li> <li>• <b>magazynowanie energii</b> (m.in. nowe materiały, wykorzystanie wodoru, biometanownie);</li> <li>• <b>inteligentne sieci energetyczne i digitalizacja</b> (zwiększenie sprawności, inteligentne sterowanie i opomiarowanie, podłączanie do systemu źródeł rozproszonych i „zielonej” energii);</li> <li>• <b>technologie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych</b>, w tym bioenergii, energetyki wiatrowej, fotowoltaiki, geotermii;</li> <li>• <b>transport nisko- i zeroemisyjny</b> (elektromobilność, paliwa alternatywne, pojazdy na ogniwa paliwowe);</li> <li>• <b>technologie wodorowe</b> (produkcja wodoru, w szczególności ze źródeł zeroemisyjnych, oczyszczanie wodoru, przesył, ogniwa paliwowe, wykorzystanie oraz obniżanie kosztów we wszystkich obszarach);</li> <li>• <b>energetyka jądrowa</b> (nowe technologie reaktorowe III i IV generacji);</li> <li>• <b>aspekty społeczne transformacji energetycznej</b> (zmniejszanie kosztów społecznych przechodzenia do gospodarki nisko- i zeroemisyjnej, przekształcania i przemiany regionów pogórnich).</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>przystosowanie do zmian klimatu</b>, w tym ochrona przed suszą i powodzią, rozwój niebiesko-zielonej infrastruktury;</li> <li>• <b>zwiększenie potencjalnych warunków dla retencjonowania wód</b>, czyli systemowej zdolności do gromadzenia zasobów wodnych i przetrzymywania ich przez dłuższy czas w środowisku;</li> <li>• <b>ochrona gleb</b> przed degradacją oraz rekultywacja gleb zdegradowanych i zdewastowanych;</li> <li>• <b>zapobieganie zanieczyszczeniom gleb</b> oraz remediacja gleb zanieczyszczonych;</li> <li>• <b>wsparcie rozwiązań w zakresie różnych form retencji</b> (dużej i małej, glebowej i krajobrazowej), w tym retencji naturalnej (realizowanej za pomocą środków mających na celu ochronę zasobów wodnych przez przywracanie lub utrzymanie naturalnych ekosystemów).</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | <h3>Żywność i biogospodarka</h3> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>zasoby biogospodarki</b> w rolnictwie, akwakulturze i leśnictwie oraz ich produktywności w kontekście rozwoju biogospodarki;</li> <li>• <b>wytwarzanie i wykorzystanie bioodpadów</b> z rolnictwa, akwakultury i leśnictwa oraz bioodpadów ze sfery komunalnej, z uwagi na ich znaczenie w obiegu zamkniętym, w tym w produkcji bioenergii (zwłaszcza biometanu);</li> <li>• <b>potencjał produkcji biomasy z różnych źródeł</b>, w tym odpadów oraz jej wykorzystania do produkcji bioenergii (zwłaszcza biometanu);</li> <li>• <b>wykorzystywanie zasobów naturalnych</b>, w szczególności surowców lignocelulozowych;</li> <li>• <b>wpływ biogospodarki</b> na ochronę klimatu, jakości wód i powietrza;</li> <li>• <b>gospodarka odpadami i efektywne wykorzystanie zasobów</b> (m.in. selektywne zbieranie odpadów, recykling jako elementy gospodarki o obiegu zamkniętym) oraz kwestie dotyczących rozwoju infrastruktury służącej zapobieganiu powstawaniu odpadów i rozwoju systemu selektywnego zbierania odpadów komunalnych, który zapewni pozyskanie odpadów nadających się do recyklingu oraz rozwoju instalacji do przetwarzania bioodpadów.</li> </ul> |

Kluczowe będzie również podejmowanie działań związanych z rozwojem krajowych technologii, wykorzystujących m.in. surowce strategiczne i krytyczne np. do produkcji baterii w magazynach energii oraz elektromobilności. Działania powinny być również ukierunkowane na rozwój urządzeń do produkcji



i wykorzystania wodoru, wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, a także sprzyjających elektryfikacji ciepłownictwa i ogrzewnictwa (w tym pomp ciepła). Ważnym obszarem jest prowadzenie prac B+R oraz wdrożeniowych w zakresie przesyłania i przechowywania danych, robotyki czy mobilnych urządzeń elektronicznych.

## DZIAŁANIA

- 
- Działanie 159. Stopniowy wzrost nakładów i optymalne kierowanie środków na B+R (badania i rozwój) w obszarach transformacji do gospodarki neutralnej klimatycznie
- Działanie 160. Aktualizacja Polityki Naukowej Państwa
- Działanie 161. Pilotaże i programy demonstracyjne wzorcowych rozwiązań transformacji energetyczno-klimatycznej
- Działanie 162. Badania i projekty naukowe oraz edukacyjne w zakresie racjonalnej i niskoemisyjnej produkcji rolnej
- Działanie 163. Instrument finansowy – Horyzont Europa
- *Wszystkie inne działania wskazane w poszczególnych częściach dokumentu dotyczące m.in. dekarbonizacji poszczególnych branż przemysłu, rozwoju CCS i technologii wodorowych, innowacyjności w transporcie, energetyce, obszarach ogólnoośrodkowych.*

### Cel 5.1.3. Rozwój kompetencji kadr na potrzeby transformacji klimatyczno-energetycznej

Przeprowadzenie odpowiedzialnej transformacji energetyczno-klimatycznej to wieloletni proces, wymagający również dostosowania i budowania kadr oraz rozwoju umiejętności, spójnych z priorytetowymi kierunkami rozwoju, wyzwaniem i potrzebami sektorowymi oraz postępującym rozwojem technologii. Umiejętności mają zasadnicze znaczenie dla rozwoju społecznego, przemysłowego i gospodarczego, jak również dla pozyskania większej akceptacji społecznej dla przeprowadzenia zmian, zwłaszcza w społecznościach i regionach narażonych na negatywne skutki transformacji energetycznej.

Zapotrzebowanie na kadry w procesie transformacji jest ogromne, szczególnie w aspekcie równoległe prowadzonych procesów i inwestycji w analogicznych obszarach niskoemisyjnego rozwoju w wielu krajach europejskich (np. technologii OZE, energetyki jądrowej, magazynowania energii, technologii bilansowania, utrzymania konwencjonalnych jednostek wytwórczych, technologii wodorowych, zarządzania energią, termomodernizacji budynków, infrastruktury sieciowej, elektromobilności, automatyzacji i cyfryzacji rozwiązań oraz innych nowoczesnych rozwiązań energetycznych oraz pozostałych obszarów wskazanych w Cel 5.1.2).

Niedobór wykwalifikowanych kadr może stanowić jedno z kluczowych wąskich gardeł transformacji energetycznej. Jednocześnie przyspieszenie dostosowania oferty edukacyjnej do potrzeb intensywnego tempa transformacji nie może negatywnie oddziaływać na jakość edukacji.

**Celem jest rozbudowanie oferty edukacyjnej dostosowanej do potrzeb transformacji klimatyczno-energetycznej.**

Ponadto system edukacji musi zapewniać odpowiednio wysokie standardy kształcenia, a liczba wykwalifikowanych pracowników umożliwiać sprawną realizację transformacji.

## POLITYKA

Realizacja polityki w obszarze zapewnienia kadr i rozwoju kompetencji mających na celu sprawną realizację transformacji energetyczno-klimatycznej będzie nastawiona na:

- ÷ dostosowanie wykazu zawodów, w których kształcenie jest realizowane w szkołach ponadpodstawowych (realizuje minister właściwy ds. oświaty i wychowania na wniosek właściwego ministra),
- ÷ promowanie zawodów, które mogą być kształcone na poziomie szkolnictwa wyższego,
- ÷ zapewnienie odpowiednich standardów edukacji poprzez dbałość o właściwą jakość kształcenia.

Kształcenie będzie odbywać się w:

- (a) szkołach ponadpodstawowych oraz w formach pozaszkolnych,
- (b) w ramach edukacji na poziomie uczelni wyższych.

Niezwykle ważnym narzędziem w porządkowaniu i standaryzacji systemu kwalifikacji w Polsce jest **Zintegrowany System Kwalifikacji**<sup>143</sup>, który zapewnia dostęp do przejrzystych i wiarygodnych informacji o wymaganiach zawodowych. Zintegrowany System Kwalifikacji umożliwia także tworzenie oferty kwalifikacji z edukacji pozaformalnej (kwalifikacji sektorowych i kwalifikacji wolnorynkowych), umożliwiających obywatelom wiarygodne potwierdzanie umiejętności, w tym umiejętności przydatnych w procesie transformacji klimatyczno-energetycznej.

### Kształcenie w szkołach ponadpodstawowych oraz w formach pozaszkolnych

Kształcenie na potrzeby transformacji energetyczno-klimatycznej prowadzone jest w szkołach ponadpodstawowych oraz w formach pozaszkolnych, w zawodach określonych w klasyfikacji zawodów szkolnictwa branżowego, w szczególności w zawodach:

- ✓ technik urządzeń i systemów energetyki odnawialnej,
- ✓ technik energetyk,
- ✓ elektryk,
- ✓ technik elektryk,
- ✓ mechatronik,
- ✓ technik mechatronik,
- ✓ technik chłodnictwa i klimatyzacji,
- ✓ technik gazownictwa,
- ✓ monter sieci i instalacji sanitarnych,
- ✓ wiertacz,
- ✓ technik wiertnik,
- ✓ operator maszyn i urządzeń w gospodarce odpadami,
- ✓ pracownik pomocniczy w gospodarce odpadami,
- ✓ technik gospodarki odpadami,
- ✓ technik elektromobilności.

Ministrowie będą aktywniej **monitorować potrzeby rynku pracy** związane z transformacją energetyczną – zgodnie ze swoją właściwością. Następnie będą składać wnioski do ministra właściwego do spraw oświaty i wychowania, który określa zawody w klasyfikacji zawodów szkolnictwa branżowego<sup>144</sup> – aby dostosować kwalifikacje w ramach istniejących zawodów do potrzeb rynku, jak również w celu wprowadzenia nowych zawodów. Ważną rolę w tym obszarze odgrywa minister właściwy do spraw energii i klimatu, a także minister właściwy do spraw budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa, jak również minister właściwy do spraw infrastruktury. W tym obszarze kluczowe znaczenie ma współpraca z rynkiem i organizacjami branżowymi, które są istotnym

<sup>143</sup> <https://kwalifikacje.gov.pl/>

<sup>144</sup> Zgodnie z art. 46 ustawy z dnia 14 grudnia 2016 r. – Prawo oświatowe (Dz. U. z 2025 r. poz. 1043, z późn. zm.).

ogniwnem procesu rozbudowy bazy kwalifikacji, oraz intensyfikacja współpracy przedsiębiorców, instytucji i szkół prowadzących kształcenie zawodowe w odniesieniu do nowych zawodów.

Obok wiodących działań ministrów dla poszczególnych zawodów, konieczna jest **aktywna rola ministra właściwego do spraw oświaty i wychowania** w obszarze zapewniania możliwie najbardziej kompletnej bazy zawodów na potrzeby rozwoju gospodarki i transformacji energetyczno-klimatycznej. Obok opiniowania wniosków, zasadne jest weryfikowanie czy te branże, które powinny się rozwijać posiadają kompletny system edukacji. Istotna jest również dalsza komunikacja z przedsiębiorcami, skutkująca opracowaniem wniosków o włączenie nowych zawodów do systemu oświaty lub dostosowanie istniejących do najnowszych potrzeb rynku pracy.

W tym kontekście niezbędne jest odbudowanie **dobrego wizerunku szkół prowadzących kształcenie zawodowe, w oparciu o wizję ciekawej, szanowanej i dobrze wynagradzanej pracy**. Zasadne w tym kontekście jest także zintensyfikowanie badań predyspozycji uczniów i kierunkowanie ich dalszej ścieżki kształcenia pod kątem przyszłej kariery zawodowej, tak aby zniwelować ryzyko niepodjęcia pracy w wyuczonym zawodzie.

W celu wskazania w jakim kierunku powinna rozwijać się oferta szkolnictwa branżowego i na jakie zawody będzie największe zapotrzebowanie na krajowym i wojewódzkim rynku pracy w kolejnych latach, od 2019 r. corocznie minister właściwy do spraw oświaty i wychowania **ogłasza prognozę zapotrzebowania na pracowników w zawodach szkolnictwa branżowego na krajowym i wojewódzkim rynku pracy. Prognoza określa zapotrzebowanie na pracowników w poszczególnych zawodach**. Dzięki prognozie szkoły i organy prowadzące mogą zaplanować zawody, które będą uruchamiane w nowym roku szkolnym. Co istotne, decyzje podejmowane w tym zakresie uwzględnią zróżnicowany sposób finansowania tych zawodów tj.:

- więcej pieniędzy do szkół kształcących w zawodach z „listy krajowej” oraz w zawodach o szczególnie istotnym zapotrzebowaniu z „listy wojewódzkiej”,
- więcej pieniędzy dla pracodawców na kształcenie młodocianych pracowników w zawodach z „listy krajowej” oraz w zawodach o szczególnie istotnym zapotrzebowaniu z „listy wojewódzkiej”.

Zwiększenie finansowania dotyczy uczniów rozpoczynających naukę w danym zawodzie i ma zastosowanie przez cały cykl ich kształcenia. Takie rozwiązanie zapewnia stabilność finansową samorządów w kształceniu zawodowym. Mają dzięki temu pewność, że decyzja o uruchomieniu kształcenia w zawodzie z *listy zawodów o szczególnym znaczeniu dla rozwoju państwa* przełoży się na wyższe finansowanie w ramach subwencji przez wszystkie lata nauki. Na liście zawodów, dla których, ze względu na znaczenie dla rozwoju państwa, jest prognozowane szczególne zapotrzebowanie na rynku pracy znajdują się również zawody istotne ze względu na potrzeby transformacji energetyczno-klimatycznej.

W ramach systemu oświaty funkcjonuje system **kształcenia w formach pozaszkolnych powiązanych z systemem szkolnictwa branżowego**. Jednostki systemu oświaty (szkoły prowadzące kształcenie zawodowe, placówki kształcenia ustawicznego, centra kształcenia zawodowego i branżowe centra umiejętności) mogą konstruować ofertę edukacyjną kształcenia w formach pozaszkolnych (na kursach) adekwatnie do potrzeb rynku pracy. Kształcenie w formach pozaszkolnych jest dedykowane, co do zasady, osobom dorosłym zainteresowanym uzyskaniem kwalifikacji zawodowych lub przekwalifikowaniem. Jednostki systemu oświaty w porozumieniu z pracodawcami mogą także realizować kursy i szkolenia w celu doskonalenia zawodowego pracowników. Ten element systemu edukacji może mieć kluczowe znaczenie dla potrzebujących przebranżowienia pracowników branż związanych z paliwami kopalnymi. Warto podkreślić także niszę związaną z efektywnością energetyczną – opracowanie świadectw charakterystyki energetycznej budynków wymaga odpowiedniego wykształcenia i wpisu do rejestru. Opracowanie audytów energetycznych wymaga z kolei spełnienia szeregu warunków związanych z doświadczeniem i wykształceniem.

Tym samym – dzięki odpowiednim wymaganiom i jakości kształcenia możliwe jest przeprowadzanie transformacji w sposób skuteczny i z zapewnieniem odpowiedniej jakości.

### Kształcenie na uczelniach wyższych

Polskie uczelnie kształcą zgodnie z zasadą autonomii programowej, która pozwala im swobodnie kształtować ofertę dydaktyczną dostosowaną do potrzeb gospodarki. Rozwiązania prawne kładą duży nacisk na promowanie współpracy uczelni z otoczeniem społeczno-gospodarczym, zwłaszcza w zakresie kształcenia na kierunkach studiów, na które istnieje zapotrzebowanie na lokalnych rynkach pracy. System szkolnictwa wyższego i nauki zapewnia uczelniom autonomię oraz narzędzia, z których mogą korzystać, aby dostosować działalność dydaktyczną do potrzeb rozwoju gospodarczego i zmieniających się wymagań współczesnego rynku pracy, jak również do zacieśniania współpracy z pracodawcami. W tym kontekście możliwe jest sprofilowanie kształcenia, co przybliży ofertę dydaktyczną do potrzeb rynku pracy. W programie studiów o profilu praktycznym ponad połowa punktów ECTS jest przypisana zajęciom kształtującym umiejętności praktyczne, umożliwiającym wykonywanie czynności praktycznych przez studentów w warunkach właściwych dla danego zawodu. Na studiach o profilu praktycznym istnieje obowiązek organizowania praktyk zawodowych: co najmniej 6 miesięcy na studiach pierwszego stopnia i jednolitych magisterskich oraz co najmniej 3 miesięcy na studiach drugiego stopnia. Ważny jest także udział praktyków w procesie kształcenia, zwłaszcza przy realizacji zajęć rozwijających umiejętności praktyczne. Uczelnie mogą prowadzić studia z udziałem pracodawców, w tym studia dualne (łącznie zajęcia teoretyczne z praktykami) oraz studia we współpracy z instytucjami nadającymi uprawnienia do wykonywania określonych zawodów. Pracodawcy mogą współtworzyć programy studiów, organizować praktyki, prowadzić zajęcia oraz opiniować kierunki rozwoju uczelni. Istnieje również **Program Doktoratu Wdrożeniowego**, który wspiera rozwój współpracy uczelni z otoczeniem społeczno-gospodarczym poprzez kształcenie doktorantów we współpracy z przedsiębiorcami, co prowadzi do wdrażania wyników badań naukowych w tych podmiotach.

Wsparcie dla transformacji kompetencyjnej obejmuje z rozwój zasobów ludzkich w kierunku umiejętności przyszłości – takich jak np. zielone technologie, cyfryzacja i automatyzacja procesów, zarządzanie energią, magazynowanie energii i ciepła, recykling, czy obsługa nowoczesnych systemów produkcyjnych i in. Równocześnie niezbędne jest tworzenie programów przekwalifikowania dla pracowników sektorów schyłkowych. Taki model działania umożliwi ograniczenie ryzyka wykluczenia zawodowego, zwiększenie mobilności na rynku pracy i powstawanie nowych miejsc pracy w branżach zgodnych z inteligentnymi specjalizacjami.

Równolegle z wyznaczeniem celów, polityk i działań transformacyjnych w poszczególnych sektorach gospodarki (o których mowa w powyższych rozdziałach) prowadzone będą działania na rzecz dostosowania profili edukacji, rozwoju umiejętności i kompetencji do potrzeb zmieniającej się gospodarki. Przyczyni się to do pozyskania wysoko wykwalifikowanych kadr, rozwoju przemysłu i tworzenia miejsc pracy o wysokiej wartości dodanej dla krajowej gospodarki. Jest to inwestycja w przyszłość, ponieważ cennym aktywem jest również ludzkie know-how. Powyższe działania pozwolą na optymalną i efektywną realizację zadań w obszarze polityki klimatyczno-energetycznej, wykorzystanie przewag konkurencyjnych Polski i wzmacnianie jej konkurencyjności. Stworzenie bazy specjalistów z różnych dziedzin umożliwi odpowiedź na wyzwania, które czekają polską energetykę w najbliższych dekadach.

## DZIAŁANIA

- Działanie 164. Kształcenie i doskonalenie zawodowe kadr dla gospodarki w zakresie transformacji energetyczno-klimatycznej

## Cel 5.1.4. Wzmocnienie konkurencyjności Polski wynikające z realizacji aKPEiK

Zmiany wynikające z realizacji założeń transformacji energetyczno-klimatycznej to nie tylko obowiązki wynikające z konieczności wypełniania celów klimatycznych i energetycznych, ale także potencjał dla dalszego stabilnego rozwoju polskiej gospodarki. Zmiany w sektorze energetycznym otwierają drogę do rozwoju nowoczesnych technologii, budowy innowacyjnych modeli biznesowych oraz tworzenia nowych miejsc pracy w branżach o wysokiej wartości dodanej. Na poziomie unijnym wprost traktuje o tym *Net Zero Industry Act*<sup>145</sup> (NZIA) - Akt UE w sprawie przemysłu neutralnego emisyjnie, będący inicjatywą wywodzącą się z Planu przemysłowego Zielonego Ładu, której celem jest zwiększenie skali produkcji czystych technologii w UE. Transformacja energetyczno-klimatyczna może zapewnić polskim przedsiębiorstwom drogę do osiągnięcia przewagi konkurencyjnej na wielu płaszczyznach poprzez redukcję kosztów, poprawę produktywności i wyróżnienie polskich produktów na rynku unijnym.

Unia Europejska, reagując na wyzwania związane z bezpieczeństwem energetycznym i kryzysem surowcowym, uruchomiła program *REPowerEU*<sup>146</sup>, którego celem jest przyspieszenie dywersyfikacji źródeł energii, rozwój odnawialnych technologii oraz zwiększenie efektywności energetycznej. W 2025 r. Komisja Europejska przedstawiła również *Affordable Energy Action Plan*, który ma obniżyć koszty energii dla gospodarstw domowych i przemysłu, zwiększyć odporność na wahania cen oraz przyspieszyć inwestycje w odnawialne źródła energii i sieci przesyłowe. Plan ten wspiera konkurencyjność poprzez redukcję kosztów energii i uproszczenie procedur dla projektów OZE. Z kolei *Critical Raw Materials Act*<sup>147</sup> z 2024 r. ma na celu zwiększenie strategicznej niezależności UE od państw trzecich w zakresie pozyskiwania, przetwarzania i recyklingu surowców krytycznych w Europie oraz zabezpieczenia łańcuchów dostaw.

W agendzie europejskiej coraz mocniej akcentuje się potrzebę równowagi między ambicjami klimatycznymi a zdolnością przedsiębiorstw do konkurowania na arenie globalnej. W tym kontekście zaproponowano system CBAM (*Carbon Border Adjustment Mechanism*). Jest to całkowicie nowy instrument polityki klimatycznej, który będzie pełnił ważną rolę w odniesieniu do konkurencyjności wysokoemisyjnych gałęzi przemysłu. Jego celem jest zakończenie zjawiska „importu emisji” i wspieranie producentów unijnych, eliminując przewagę konkurencyjną firm z państw trzecich, które nie ponoszą kosztów związanych z emisją CO<sub>2</sub>. Na początku 2025 roku Komisja Europejska ogłosiła także Pakt dla czystego przemysłu (*Clean Industrial Deal*)<sup>148</sup> – nową strategię, obiecującą przystępną cenowo energię, nowatorskie podejście do zamówień publicznych, jak również nowe środki finansowe na transformację. Obecnie trwają prace nad dokumentami operacyjnymi i legislacyjnymi, które mają wprowadzić tę strategię w życie.

Ponadto w lutym 2025 r. KE przedstawiła uproszczony pakiet Omnibus będący częścią Kompasów Konkurencyjności<sup>149</sup>. Omnibus wprowadza uproszczenia w regulacjach dotyczących raportowania zrównoważonego rozwoju, aby zmniejszyć obciążenia administracyjne i ułatwić inwestycje w zielone technologie.

Znaczenie tego podejścia podkreśla raport Mario Draghiego *The Future of European Competitiveness*<sup>150</sup>, który wskazuje, że Europa musi połączyć dekarbonizację z rozwojem przemysłu, deregulacją i mobilizacją kapitału na dużą skalę, aby utrzymać swoją pozycję wobec USA i Chin. Ważne jest przy tym,

<sup>145</sup> Ramy działań na rzecz wzmocnienia europejskiego ekosystemu produkcyjnego technologii neutralnych klimatycznie (*Net-Zero Industry Act*), [link](#)

<sup>146</sup> REPowerEU: polityka energetyczna w krajowych planach odbudowy i zwiększania odporności – Consilium, [link](#)

<sup>147</sup> Rozporządzenie UE 2024/1252 dot. surowców krytycznych, [link](#)

<sup>148</sup> Pakt dla czystego przemysłu, [link](#)

<sup>149</sup> Kompas konkurencyjności, [link](#)

<sup>150</sup> Raport Draghiego dotyczący konkurencyjności Unii Europejskiej, [link](#)

że transformacja energetyczno-klimatyczna powinna być narzędziem wzrostu, a nie barierą stąd nacisk na uproszczenie procedur i budowę wspólnego rynku dla technologii strategicznych.

W polskim kontekście kluczowe znaczenie mają działania wspierające lokalny komponent w inwestycjach, premiowanie krajowych firm w zamówieniach publicznych oraz deregulacja procesów inwestycyjnych. Rządowe inicjatywy zmierzają do skrócenia terminów wydawania decyzji środowiskowych i postępowań sądowo-administracyjnych, a także zwiększenia przejrzystości rozliczeń w sektorze energii. Takie rozwiązania mają przyspieszyć realizację projektów w obszarze OZE, energetyki konwencjonalnej i infrastruktury sieciowej, wzmacniając pozycję polskich przedsiębiorstw w strategicznych inwestycjach. W połączeniu z europejskimi inicjatywami, takimi jak NZIA, CID, CRMA, CBAM, REPowerEU czy Affordable Energy Action Plan, tworzy to szansę na budowę gospodarki zdolnej do adaptacji w warunkach dynamicznych zmian technologicznych i regulacyjnych.

**Celem jest tworzenie zachęt oraz odpowiednich narzędzi dla przedsiębiorców mających na celu zbudowanie gospodarki mogącej sprawnie konkurować na rynku europejskim.**

## POLITYKA

W ostatnim czasie rząd podjął szeroką inicjatywę uregulowania kwestii local content w Polsce. Przykładowo powołano Zespół ds. Udziału Komponentu Krajowego w Kluczowych Procesach Inwestycyjnych<sup>151</sup>, który m.in. ma zdefiniować pojęcie komponentu krajowego, metodykę jego pomiaru, przeprowadzić analizy regulacji prawnych i dobrych praktyk. Zdefiniowanie local content stworzy punkt wyjścia do dalszych prac nad zwiększeniem udziału krajowych firm w poszczególnych sektorach gospodarki.

Zgodnie z praktykami stosowanymi w wielu państwach UE zostanie przeanalizowana możliwość wdrożenia w Polsce mechanizmów preferujących krajowych wykonawców poprzez określenie minimalnych poziomów lokalnego udziału w projektach współfinansowanych ze środków publicznych lub unijnych. Polityka powinna również uwzględniać wymogi certyfikacyjne i jakościowe dla wykonawców, które zapewnią wysoki standard realizowanych inwestycji i umożliwią polskim firmom skuteczne konkurowanie na rynku krajowym i międzynarodowym.

Ponadto planowane jest wsparcie dla przekierowywania publicznych pieniędzy z firm zagranicznych do polskich wykonawców w ramach realizacji zamówień publicznych zgodnie z ideą skracania łańcuchów dostaw. Polskie firmy będą premiowane kryteriami pozacenowymi w przetargach, jeśli ich oferty będą porównywalne z zagraniczną konkurencją. Inicjatywa rządu ma pomóc polskim firmom w rywalizacji o kontrakty na budowę bloków energetycznych i w rozwoju projektów OZE.

Polska polityka w zakresie zapewnienia przewagi konkurencyjnej gospodarki w wymiarze europejskim będzie oparta na kilku kluczowych filarach, które tworzą spójny system działań. Podstawą jest zapewnienie dostępu do taniej i stabilnej energii elektrycznej, przy jak największym udziale technologii, dostaw i usług zapewnianych przez krajowe podmioty. Polska będzie kontynuować rozwój odnawialnych źródeł energii, rozbudowywać sieci przesyłowe i dystrybucyjne oraz inwestować w technologie magazynowania energii, aby zwiększyć elastyczność systemu i obniżyć wydatki operacyjne firm i jednocześnie wzmocnić ich pozycję konkurencyjną. Dlatego niezbędne jest zapewnienie warunków do przyspieszenia rozwoju OZE, a także zapewnienie odpowiedniej infrastruktury, pozwalającej na absorpcję produkowanej energii.

## Deregulacja

<sup>151</sup> Zarządzenie Ministra Aktywów Państwowych z dnia 8 października 2025 r. w sprawie Zespołu do spraw Udziału Komponentu Krajowego w Kluczowych Procesach Inwestycyjnych, (Dz. Urz. MAP, poz. 25), [link](#)



Polska będzie dążyć do wsparcia konkurencyjności polskiej gospodarki także poprzez deregulacje. Polski rząd zainicjował szereg projektów legislacyjnych dotyczących deregulacji, **uproszczenia** procedur i **dostosowania** prawa do współczesnych potrzeb, które obejmują szeroki zakres spraw jak na przykład kwestie podatkowo-finansowe dla osób fizycznych i firm.

W sektorze energetycznym wprowadzenie deregulacji ma na celu uproszczenie i przyspieszenie procesów inwestycyjnych. W 2025 r. do konsultacji skierowano projekt *ustawy o usprawnieniu procesu inwestycyjnego w zakresie kluczowych inwestycji infrastrukturalnych* (UD262). Projekt zawiera katalog kluczowych inwestycji, kwalifikujących się do preferencji ustawowych. Projekt zakłada m. in. skrócenie terminu na wydanie decyzji środowiskowej do 45 dni od złożenia wniosku czy wprowadzenie 21-dniowego terminu na rozpatrzenie odwołań od decyzji administracyjnych wydawanych dla inwestycji kluczowych.

Dodatkowo, zmiany obejmą także uproszczenie systemu rozliczeń i rachunków za energię dla gospodarstw domowych, co zwiększy przejrzystość dla odbiorców oraz ułatwi funkcjonowanie przedsiębiorstw energetycznych. Projekt ustawy przewiduje, że odbiorcy otrzymają czytelną informację o najważniejszych pozycjach rachunku i całkowitej kwocie do zapłaty już na pierwszej stronie rachunku. Kolejnym założeniem jest rozszerzenie formuły *cable pooling* o możliwość wykorzystania na wspólnym przyłączy także magazynów energii. W założeniach planowane jest też odstąpienie od stosowania taryf dla ciepła, w przypadku, gdy jest dostarczane wyłącznie na potrzeby technologiczne bez przekazywania go na użytek gospodarstw domowych.

## Dekarbonizacja szansą dla biznesu

Dążenie do bardziej efektywnych energetycznie i ekologicznych rozwiązań przyczyni się także do wzrostu przewag konkurencyjnych dla firm wprowadzających produkty wytwarzane w sposób niskoemisyjny. Rosnąca świadomość społeczna otwiera nowe możliwości rozwoju firm. Wśród przedsiębiorców coraz częściej pojawiają się deklaracje, że dostrzegają szansę związane z dekarbonizacją. Coraz więcej konsumentów jest gotowych zapłacić więcej za produkty niskoemisyjne. „Zazielenienie” oferty pomoże **polskim firmom** w budowaniu wizerunku marki i przewagi konkurencyjnej nie tylko na rynku krajowym, ale także unijnym.

W zielonych technologiach ważne jest to, że można je wdrażać w wielu sektorach gospodarki, gdyż „ekoinnowacje” obejmują niezwykle szerokie spektrum rozwiązań. Polska wspiera polskie zielone technologie, m.in. w ramach programu *GreenEvo – Akcelerator Zielonych Technologii*. Program ten stanowi ważne narzędzie wspierające zrównoważony rozwój w Polsce i na świecie, w tym przejście w kierunku gospodarki o obiegu zamkniętym. Wspiera on przede wszystkim małych i średnich przedsiębiorców w ich ekspansji zagranicznej. Pomaga im w ten sposób zaistnieć na nowych rynkach, jednocześnie rozpowszechniając ideę prowadzenia działalności gospodarczej z poszanowaniem środowiska.

Ponadto nieodzownym elementem transformacji energetyczno-klimatycznej jest transformacja regionów węglowych, która stanowi jedno z największych wyzwań gospodarczych i społecznych. Otwiera ona przestrzeń dla rozwoju krajowych firm w wielu obszarach, od **zarządzania transferem międzysektorowym przedsiębiorstw, przez rekultywację** terenów pogórnich, projektowanie i realizację nowych inwestycji, po świadczenie usług technologicznych i doradczych. Polskie przedsiębiorstwa mogą uczestniczyć w budowie instalacji odnawialnych źródeł energii, magazynów energii, modernizacji sieci oraz poprawie efektywności energetycznej budynków i in. Równolegle konieczne jest rozwinięcie programów przekwalifikowania pracowników sektora węglowego. Polskie instytucje szkoleniowe i firmy doradcze mogą prowadzić kursy w zakresie obsługi nowoczesnych technologii, automatyki, energetyki rozproszonej czy usług przemysłowych.

Rosnąca konkurencja globalna oraz konieczność dekarbonizacji związana z wyzwaniami klimatycznymi i polityką energetyczno-klimatyczną UE sprawiają, że przemysł w Polsce i Europie znajduje się pod dużą presją, co niesie ze sobą ryzyko **relokacji zakładów produkcyjnych** oraz deindustrializacji.

W odpowiedzi na te wyzwania konieczne jest wprowadzenie mechanizmów wyrównywania **warunków** konkurencyjności - w listopadzie 2025 r. Sejm przyjął projekt ustawy wdrażającej mechanizm CBAM do polskiego porządku prawnego. Nowe przepisy mają chronić konkurencyjność przemysłu, wspierać utrzymanie istniejących miejsc pracy oraz tworzenie nowych zarówno w Polsce, jak i w całej Unii Europejskiej. Mechanizm CBAM ma szansę wyrównywać warunki konkurencyjności dla europejskich przedsiębiorstw, ale należy mieć na uwadze, że jego pełne wdrożenie jest rozciągnięte w czasie i wiąże się z szeregiem wyzwań.

## Local content w rozwoju nisko- i zeroemisyjnych technologii w Polsce

W odniesieniu do rozwoju polskiego potencjału technologii nisko- i zeroemisyjnych działania będą nakierowane na wprowadzanie w życie skutecznych mechanizmów w obszarze energetyki, które pozwolą polskim firmom rozwijać się i konkutować na jednolitym, europejskim rynku. Szczególny nacisk zostanie położony na projekty wnoszące wartość dodaną do krajowej gospodarki np. przyczynią się do rozwoju krajowego know-how dla polskiej oraz unijnej gospodarki.

Rozwój krajowego sektora dostawców infrastruktury elektroenergetycznej ma kluczowe znaczenie dla zapewnienia stabilności i bezpieczeństwa energetycznego kraju. Wzmocnienie krajowego potencjału produkcyjnego w zakresie budowy i modernizacji strategicznych komponentów infrastruktury zmniejsza zależność od podmiotów zagranicznych oraz chroni polski rynek przed ryzykami wynikającymi z globalnych zakłóceń w łańcuchach dostaw. Budowa silnego zaplecza krajowego w sektorze elektroenergetycznym to także warunek sprawnej realizacji transformacji energetyczno-klimatycznej i utrzymania ciągłości działania systemu elektroenergetycznego w sytuacjach kryzysowych.

Polityka zakłada ograniczenie zależności od technologii i komponentów spoza Unii Europejskiej poprzez stymulowanie rozwoju krajowego przemysłu w obszarach o strategicznym znaczeniu dla bezpieczeństwa energetycznego. W szczególności dotyczy to komponentów niezbędnych do bieżącego utrzymania i modernizacji systemu elektroenergetycznego, takich jak turbiny wiatrowe, systemy automatyki i sterowania, elementy sieci przesyłowych, systemy chłodzenia, sprzęt dla elektrowni jądrowych czy nowoczesne źródła ciepła.

Dlatego niezbędne jest wdrożenie mechanizmów wspierających lokalny udział „local content” w realizacji inwestycji infrastrukturalnych, ze szczególnym uwzględnieniem zaangażowania polskich przedsiębiorstw w rozwój technologii, dostawy, realizację prac budowlano-inżynierskich oraz usługi doradcze i serwisowe. W przypadku projektów współfinansowanych ze środków publicznych i funduszy unijnych powinny obowiązywać jasne kryteria wzmacniające pozycję lokalnych dostawców i wykonawców oraz określające minimalny poziom udziału podmiotów z Polski i krajów UE w łańcuchach dostaw.

W tym kontekście warto zwrócić uwagę na wpływ i potencjał polskich przedsiębiorstw w produkowaniu komponentów farm wiatrowych i usług dla sektora. Należy tu wymienić bardzo udany przykład transformacji sektorowej polskich firm i ich przejścia z obsługi górnictwa do branży OZE.

W zakresie morskich farm wiatrowych (MFW) w polskiej części Bałtyku realizacja inwestycji już dziś generuje realne zamówienia dla krajowego przemysłu i polskich przedsiębiorstw oraz stanowi ważny impuls dla rozwoju gospodarczego kraju. Perspektywy rozwoju morskich farm wiatrowych w Polsce dają strategiczną szansę trwałego zakorzenienia lokalnego łańcucha dostaw i usług w tym sektorze. Local content wynoszący dziś ok. 20% może wzrosnąć docelowo do co najmniej 40% wraz z budową krajowych kompetencji, rozwojem łańcuchów dostaw oraz rozbudową niezbędnej infrastruktury przemysłowej. Polska już teraz dysponuje solidnym fundamentem pod rozwój sektora. Około 500 polskich przedsiębiorstw posiada dziś potencjał produkcyjny i usługowy dla morskiej energetyki wiatrowej.

Polskie firmy aktywnie włączają się w budowę morskiej energetyki wiatrowej jako dostawcy, podwykonawcy i partnerzy technologiczni. Na rynku jest wielu dostawców posiadających potencjał w zakresie produkcji surowców, w tym stali oraz miedzi, projektowania i przygotowania inwestycji czy produkcji elementów turbiny (w tym wirniki, gondole, wieże i konstrukcje wsporcze), konstrukcji stalowych, stacji transformatorowych, kabli. Krajowe stocznie posiadają kompetencje w zakresie budowy specjalistycznej floty instalacyjno-serwisowej, zaś polscy wykonawcy dysponują już doświadczeniem w

zakresie wyprowadzeń mocy. Firmy z całej Polski uczestniczą w łańcuchu dostaw i usług, co daje impuls rozwojowy dla całego kraju.

To samo odnosi się do innych technologii niskoemisyjnych. W odniesieniu do energetyki słonecznej analizy EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej wskazują, że w 2020 r. krajowi dostawcy produktów i usług w fotowoltaice odpowiadali za 26% wkładu w produkt końcowy. Natomiast zgodnie z założeniami *Programu Polskiej Energetyki Jądrowej*, nawet 40% wartości pierwszej polskiej elektrowni jądrowej może zostać zrealizowane z udziałem polskich firm. Pierwsza elektrownia tego typu realizowana na Pomorzu na terenie gminy Choczewo, stworzy tysiące miejsc pracy i otworzy nowe możliwości dla polskich przedsiębiorstw.

Działania będą także zmierzać w kierunku wsparcia inwestycyjnego, umożliwiającego polskim firmom pełne uczestnictwo w procesie transformacji. Inwestycje realizowane w ramach KPO oraz programów sektorowych w tym energetyki jądrowej będą generować popyt na krajowe produkty i usługi, wspierając rozwój lokalnych łańcuchów wartości. Krajowy Plan Odbudowy, poprzez komponent „Zielona energia i zmniejszenie energochłonności”, zapewnia finansowanie inwestycji, które bezpośrednio wzmacniają krajowy potencjał produkcyjny. Modernizacja sieci, rozwój magazynów energii, technologie wodorowe czy poprawa efektywności energetycznej budynków tworzą zapotrzebowanie na produkty i usługi polskich firm, zwiększając ich konkurencyjność i zdolność do ekspansji.

W listopadzie 2025 r. Agencja Rozwoju Przemysłu wystartowała z programem Atom bez barier (**i bliźniaczym Offshore bez barier**), który ma ułatwić firmom wejście w sektor energetyki jądrowej. Celem inicjatywy jest zwiększenie local content w projektach atomowych, rozwój kompetencji technologicznych oraz ułatwienie dostępu do kontraktów. Projekt obejmuje pakiet instrumentów finansowych dedykowanych przedsiębiorstwom. Najważniejszym i nowym rozwiązaniem jest pożyczka certyfikacyjna instrument opracowany z myślą o firmach, które muszą uzyskać międzynarodowe certyfikaty jakości i bezpieczeństwa, warunkujące udział w projektach jądrowych. Dzięki takiej pożyczce firmy mogą przejść ten etap szybciej i bezpieczniej, wzmacniając swoje kompetencje technologiczne i organizacyjne. Ponadto program obejmuje m.in. pożyczki inwestycyjne z gwarancją InvestEU, pożyczki rozwojowe pod dotacje umożliwiające prowadzenie projektów współfinansowanych ze środków unijnych, a także leasing środków trwałych.

Efektywność energetyczna stanowi równie istotny obszar rozwoju local content. Polskie przedsiębiorstwa mogą przeprowadzać audyty energetyczne, modernizację instalacji grzewczych oraz wymianę źródeł ciepła na niskoemisyjne. Local content w obszarze efektywności energetycznej nie ogranicza się do produkcji materiałów, ale obejmuje projektowanie, wykonawstwo, **urządzenia**, serwis i innowacje technologiczne. To szansa **również** na rozwój polskich firm w sektorze budowlanym, instalacyjnym, IT oraz doradczym, a także na tworzenie nowych miejsc pracy w całym kraju.

W celu wzmocnienia krajowego potencjału zaleca się wdrożenie systemu certyfikacji i standardów jakościowych, które podobnie jak w przypadku innych krajów unijnych – umożliwią wzmocnienie pozycji lokalnych firm na rynku, podnosząc jednocześnie poziom bezpieczeństwa inwestycji o znaczeniu strategicznym dla państwa. Tworzenie zachęt dla wdrażania nowoczesnych rozwiązań technologicznych i zawiązania współpracy między jednostkami naukowymi a przemysłem pozwoli na zwiększenie efektywności produkcji, jej komponentów.

## Local content w zapewnieniu bezpieczeństwa surowcowego

W kwestii bezpieczeństwa surowcowego kluczowy jest **niezakłócony** dostęp do surowców krytycznych zarówno pozyskiwanych w państwach Unii, jak i państwach trzecich. Aby sprostać rosnącemu zapotrzebowaniu, Unia Europejska potrzebuje szerokiego dostępu do wielu surowców, zwłaszcza metali nieszlachetnych. Wraz z przyspieszeniem przejścia na system czystej energii konieczne będą inwestycje w nowe kopalnie i moce rafineryjne. Należy jednocześnie pamiętać, że złoża surowców krytycznych w Unii są skromne, a sektor ich przetwarzania słabo rozwinięty. Pewną rolę w tym procesie może odegrać Polska w kontekście jej potencjału wydobywczego, przetwarzania oraz recyklingu.

Spośród surowców uznanych za krytyczne wg CRMA w Polsce były produkowane: miedź rafinowana, siarczan niklu, platynowce, surowce skaleniowe, węgiel kamienny koksowy oraz hel. Miedź, nikiel (w standardzie wymaganym dla baterii) oraz platynowce dodatkowo zakwalifikowano jako surowce strategiczne. Polska odgrywa kluczową rolę w dostarczaniu kilku surowców krytycznych dla UE, szczególnie w kontekście transformacji klimatyczno-energetycznej i cyfryzacji. Dwa z nich tj.: węgiel koksowy i miedź są uznawane za krytyczne dla gospodarki UE, a miedź dodatkowo także jako surowiec strategiczny.

Przetwarzanie oraz recykling surowców są niezbędne dla zapewnienia bezpieczeństwa i zrównoważonego dostępu do minerałów o kluczowym znaczeniu w transformacji energetyczno-klimatycznej. Chociaż recykling nie eliminuje potrzeby inwestycji w wydobywanie, tworzy on cenne drugorzędne źródło dostaw, które zmniejsza potrzeby wydobywcze i zwiększa bezpieczeństwo dostaw dla krajów importujących minerały.

Obecność na pierwszej liście projektów strategicznych Europejskiego rozporządzenia w sprawie Surowców Krytycznych, opublikowanej w marcu 2025 r. oraz aktywności w ramach European Raw Materials Alliance (ERMA) dają również Polsce strategiczne przewagi w zakresie przetwarzania i recyklingu surowców krytycznych. Lista obejmuje projekty, które będą mogły korzystać ze wsparcia Komisji Europejskiej, państw członkowskich i instytucji finansowych. Dwa polskie projekty zostały uznane przez KE za kluczowe dla bezpieczeństwa surowcowego UE. Wspomniane wyżej przedsięwzięcia dotyczą odzysku z baterii surowców takich jak kobalt, lit, nikiel, mangan, miedź i metale z grupy platynowców oraz przetwarzanie pierwiastków ziem rzadkich do produkcji magnesów pochodzących głównie z kopalni w Malawi. W ramach pierwszego projektu do 2030 roku ma powstać nowy zakład, produkujący metale o krytycznym znaczeniu dla gospodarki europejskiej. To oznacza, że Polska chce stać się ważnym ogniwem w europejskim przetwarzaniu i dystrybucji tych surowców.

Kluczową dla pomyślnego rozwoju local content pozostaje wytyczna, aby krajową gospodarkę surowcową prowadzić w relacji do potrzeb pełnego łańcucha wartości technologii uznanych w UE (i Polsce) za strategiczne (technologie cyfrowe, biotechnologia oraz czyste i zasobooszczędne technologie).

W efekcie transformacja energetyczno-klimatyczna, realizowana z wykorzystaniem krajowego potencjału, stanie się w perspektywie długoterminowej jednym z kluczowych czynników wzmacniających odporność, innowacyjność i konkurencyjność polskiej gospodarki.

## DZIAŁANIA

- Działanie 7. Instrument finansowy – kontrakty różnicowe na wytwarzanie energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych
- Działanie 8. Pakiet wsparcia rozwoju morskiej energetyki wiatrowej
- Działanie 21. Wdrożenie energetyki jądrowej
- Działanie 60. Działania na rzecz wsparcia dekarbonizacji przemysłu energochłonnego
- Działanie 61. Działania na rzecz wsparcia konkurencyjności i dekarbonizacji przemysłu cementowego
- Działanie 62. Działania na rzecz wsparcia konkurencyjności i dekarbonizacji przemysłu chemicznego
- Działanie 63. Działania na rzecz wsparcia konkurencyjności i dekarbonizacji przemysłu hutniczego i koksowniczego
- Działanie 64. Działania na rzecz wsparcia konkurencyjności i dekarbonizacji branż przemysłu
- Działanie 65. Wspieranie działań zastosowania ekologicznych źródeł energii i poprawy efektywności energetycznej w gospodarstwach rolnych w ramach WPR
- Działanie 147. Krajowy Punkt Kontaktowy do spraw odnawialnych źródeł energii
- Działanie 148. Digitalizacja i standaryzacja procesów inwestycyjnych dla transformacji energetyczno-klimatycznej
- Działanie 156. Zapewnienie wsparcia dla regionów węglowych
- Działanie 157. Zapewnienie rozwoju regionów węglowych

- Działanie 158. Budowanie świadomości w zakresie transformacji energetyczno-klimatycznej
- Działanie 161. Pilotaże i programy demonstracyjne wzorcowych rozwiązań transformacji energetyczno-klimatycznej
- Działanie 164. Kształcenie i doskonalenie zawodowe kadr dla gospodarki w zakresie transformacji energetyczno-klimatycznej

### **Cel 5.1.5. Cyfryzacja procesów oraz przyjazny środowisku sektor ICT**

Na mocy „Europejskiej deklaracji praw i zasad cyfrowych w cyfrowej dekadzie”<sup>1</sup> (2023/C 23/01) Polska zobowiązana jest do kształtowania modelu transformacji cyfrowej, która jest przyjazna środowisku i odpowiada na wyzwania transformacji klimatycznej. W związku z powyższym zasadne jest prowadzenie polityki, która dąży do zarówno - zwiększenia pozytywnego wpływu technologii cyfrowej w dziedzinie klimatu i ochrony środowiska, jak i zmniejszenia negatywnych skutków środowiskowych sektora ICT.

Rewolucja cyfrowa opiera się na energii elektrycznej, a tym samym wraz z jej przy rokowem rośnie jej negatywny wpływ na środowisko. W świetle danych, sektor teleinformatyczny (ICT) odpowiada za około 6-12% światowego zużycia energii elektrycznej<sup>2</sup> i około 3-5% globalnej emisji gazów cieplarnianych<sup>3</sup>. Wzrost energochłonności sektora jest w szczególności związany z potrzebą budowy nowych centrów przetwarzania danych i rozwojem generatywnej sztucznej inteligencji oraz superkomputerów.

## **POLITYKA**

Istotne jest wdrażanie innowacyjnych rozwiązań cyfrowych, które poprzez automatyzację i optymalizację procesów wspierają transformację klimatyczną – w szczególności w wysokoemisyjnych sektorach gospodarki.

Równolegle – mając na względzie negatywny wpływ sektora ICT na środowisko, za priorytet należy uznać badanie i monitorowanie emisyjności technologii cyfrowych (zarówno w sektorze prywatnym, jak i publicznym), budowanie świadomości w społeczeństwie na temat cyfrowego śladu węglowego, a także tworzenie dobrych praktyk i wytycznych związanych z ekologią cyfrową.

Szacuje się, że zapotrzebowanie na energię elektryczną sektora teleinformatycznego będzie znacząco wzrastać. Według Polskiego Instytutu Ekonomicznego, od 2015 r. do 2022 r. wzrost globalnego zużycia energii przez same centra danych wyniósł od 20% do 70%, przy ponad 600-proc. wzroście ruchu internetowego.

Zgodnie z publikacją Joint Research Center, centra przetwarzania danych w UE zużyły w 2022 r. około 45-65 TWh energii elektrycznej, co stanowi 1,8% - 2,6% całkowitego regionalnego zużycia. W przypadku Polski jest to około 2% całości konsumpcji energii elektrycznej przeznaczone na centra danych, dla porównania w Irlandii jest to 18%, Holandii - 5,2%, Danii – 4,5%, a w Niemczech – 3%<sup>5</sup>.

Ponadto, należy się spodziewać dalszego wzrostu zapotrzebowania sektora ICT na energię elektryczną w kontekście m.in. rozwoju generatywnej sztucznej inteligencji, uczenia maszynowego, sieci telekomunikacyjnych, superkomputerów czy kryptowalut.

Co warto nadmienić, negatywny wpływ środowiskowy sektora telekomunikacyjnego nie ogranicza się do kwestii energetycznych, a wiąże również z wyższym zapotrzebowaniem na surowce naturalne, zasoby wodne czy zwiększoną emisją dźwięków oraz zmianą krajobrazu.

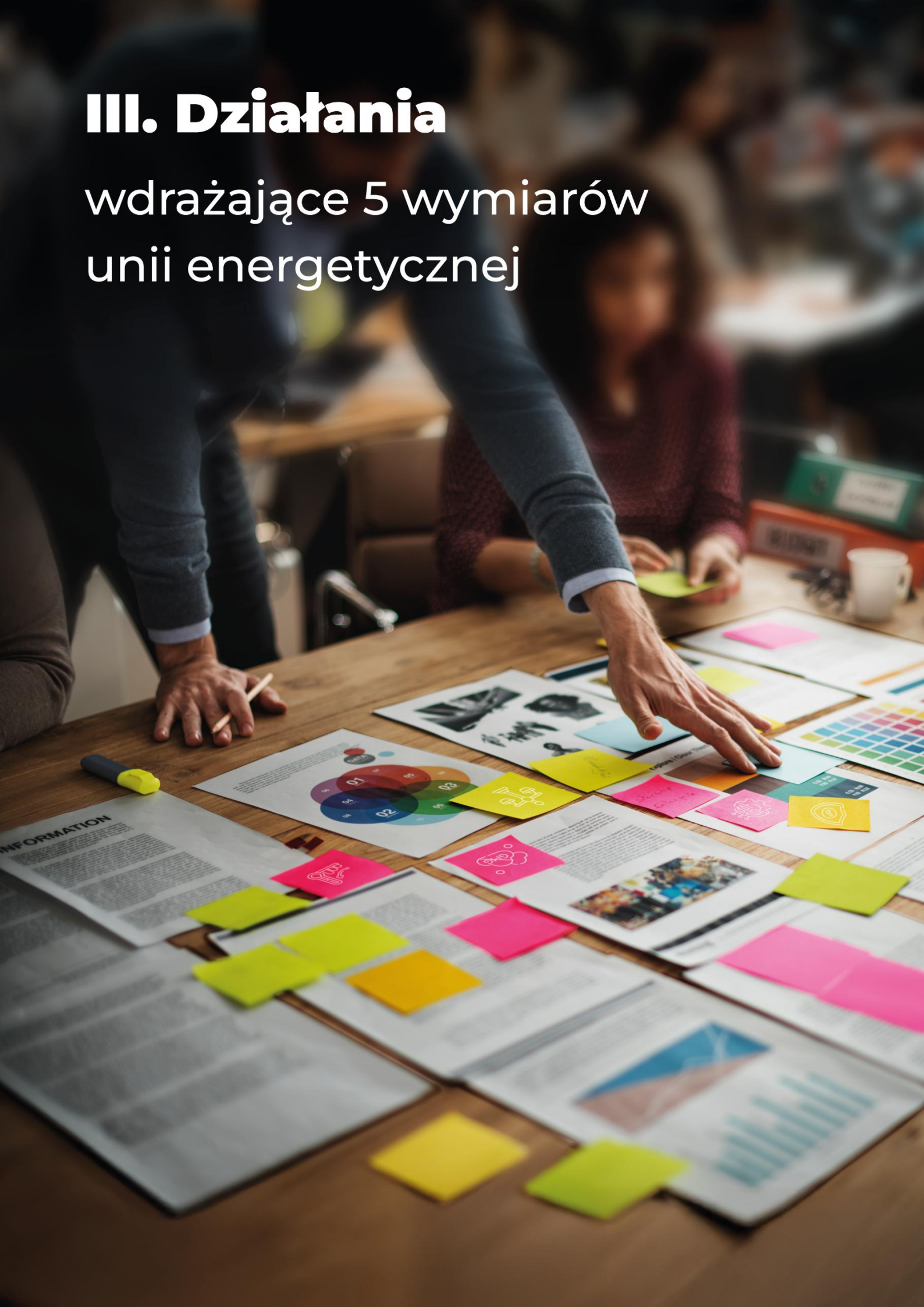
## DZIAŁANIA

- Działanie 148. Digitalizacja i standaryzacja procesów inwestycyjnych dla transformacji energetyczno-klimatycznej
- Działanie 151. Rozwój ośrodków i systemów modelowania
- Działanie 166. Niwelowanie kosztów środowiskowych sektora ICT



# III. Działania

wdrażające 5 wymiarów  
unii energetycznej



# Wymiar 1.

## Obniżenie emisyjności

### Działania horyzontalne

#### Działanie 1. Uczestnictwo w systemie handlu emisjami EU-ETS

System handlu uprawnieniami do emisji funkcjonujący w UE od 2005 r. obejmuje instalacje z sektorów gospodarki emitujących gazy cieplarniane (energetyka, przemysł) oraz operatorów statków powietrznych (loty w ramach UE i EOG) oraz morskie przedsiębiorstwa żeglugowe (rejsy w ramach UE i EOG). Każda instalacja, operator statków powietrznych lub morskie przedsiębiorstwo żeglugowe objęte systemem musi corocznie rozliczać swoje emisje gazów cieplarnianych uprawnieniami do emisji (EUA). Konieczność zakupu uprawnień motywuje podmioty zobowiązane do uczestnictwa w systemie do działań dekarbonizacyjnych.



##### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. klimatu

##### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

minister wł. ds. energii  
minister wł. ds. transportu  
minister wł. ds. gospodarki  
minister wł. ds. gospodarki morskiej

#### Działanie 2. Instrument finansowy – Fundusz Modernizacyjny

W ramach Funduszu Modernizacyjnego możliwe jest dofinansowanie realizacji szerokiego spektrum inwestycji mających na celu modernizację krajowego systemu energetycznego oraz poprawę efektywności energetycznej w ramach obszarów priorytetowych i niepriorytetowych wskazanych w dyrektywie ETS. Fundusz Modernizacyjny będzie funkcjonował do 2030 r. i w jego ramach tworzone będą kolejne programy priorytetowe oferujące wsparcie dla inwestycji wpisujących się te obszary.

W ramach innych działań zostały przedstawione istotne z perspektywy Krajowego planu działania finansowane przez Fundusz Modernizacyjny. Zakres wspieranych projektów powinien być zgodny z działaniami KPEiK.



##### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. klimatu

##### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

minister właściwy do spraw aktywów państwowych;  
minister właściwy do spraw budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa;  
minister właściwy do spraw energii;  
minister właściwy do spraw finansów publicznych;  
minister właściwy do spraw gospodarki;  
minister właściwy do spraw gospodarki morskiej;  
minister właściwy do spraw gospodarki wodnej;  
minister właściwy do spraw pracy;

minister właściwy do spraw rolnictwa;  
 minister właściwy do spraw rozwoju regionalnego;  
 minister właściwy do spraw środowiska;  
 minister właściwy do spraw transportu;  
 minister właściwy do spraw żeglugi śródlądowej;  
 Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej.

### Działanie 3. Ograniczanie stosowania fluorowanych gazów cieplarnianych.

Działanie dotyczy ograniczenia emisji fluorowanych gazów cieplarnianych (F-gazów) poprzez:

- ograniczenie wprowadzenia do obrotu wodorofluorowęglowodorów (HFC), perfluorowęglowodorów (PFC) i heksafluorku siarki (SF<sub>6</sub>), ale także innych fluorowanych substancji luzem oraz zawartych w urządzeniach i systemach,
- wymóg prawny dotyczący prowadzenia terminowych kontroli szczelności oraz dokumentacji (w Centralnym Rejestrze Operatorów),
- zakaz obrotu F-gazów w pojemnikach jednorazowego użytku,
- wymóg odzysku F-gazów przez certyfikowany personel,
- stosowanie czynników pochodzących z regeneracji lub recyklingu zamiast czynników pierwotnych,
- obowiązek certyfikacji personelu i podmiotów gospodarczych,
- wymogów sprawozdawczości (krajowej i unijnej),
- obowiązek licencjonowania,
- obowiązek etykietowania,
- mechanizm przydziału kontyngentów na F-gazy,
- zakaz stosowania F-gazów pierwotnych o określonym GWP (wskaźnik globalnego ocieplenia, ang. *global warming potential*) do serwisowania lub konserwacji m.in. urządzeń chłodniczych, a także urządzeń klimatyzacyjnych i pomp ciepła oraz innych, zgodnie z załącznikiem nr 4 do rozporządzenia PE i Rady (UE) 2024/573 z dnia 7 lutego 2024 r. w sprawie fluorowanych gazów cieplarnianych.



**PODMIOT WIODĄCY**  
 minister wł. ds. klimatu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

-

## Elektroenergetyka, ciepłownictwo

### Działanie 4. Instrument finansowy – obowiązek zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach OZE (z określonym poziomem mocy)

Działanie polega na obowiązku zakupu energii z instalacji OZE poniżej 500 kW przez zobowiązanego sprzedawcę. Sprzedawcą zobowiązanym określamy podmiot, który musi kupić i rozliczyć energię elektryczną pochodzącą z odnawialnych źródeł energii. Listę sprzedawców zobowiązanych publikuje co roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki.

W związku ze zmianą przepisów rozporządzenia Komisji (UE) 2023/1315 z dnia 23 czerwca 2023 r. zmieniającego rozporządzenie (UE) nr 651/2014 uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem

wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu oraz rozporządzenia (UE) 2022/2473 planowane jest obniżenie progu mocy zainstalowanej elektrycznej dla instalacji objętej tym mechanizmem z 400 kW do 200 kW od dnia 1 stycznia 2026 r.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. klimatu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

Prezes URE

**Działanie 5. Instrument finansowy – system świadectw pochodzenia OZE**

Wytwórcy energii w OZE, którzy uruchomili swoje instalacje przed 1 lipca 2016 r., są uprawnieni do otrzymania wsparcia w postaci tzw. certyfikatów, czyli *praw majątkowych* do świadectw pochodzenia energii elektrycznej z OZE. Certyfikaty powstają w wyniku rejestracji tychże świadectw w rejestrze prowadzonym przez Towarową Giełdę Energii. Certyfikaty podlegają również obrotowi na Towarowej Giełdzie Energii, gdzie są kupowane przez odbiorców i przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane ustawowo do umorzenia świadectw pochodzenia OZE. Wysokość obowiązku jest ustalana rozporządzeniem ministra właściwego ds. energii względem energii zużytej na własne potrzeby lub sprzedanej odbiorcom końcowym. Wsparcie w postaci certyfikatów przysługuje wytwórcom przez okres maksymalnie 15 lat, nie dłużej niż do 30 czerwca 2031 r.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. klimatu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

Prezes URE

**Działanie 6. Instrument finansowy – aukcyjny system OZE**

System aukcyjny stanowi kluczowy element wsparcia rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce. Zgodnie z nowymi wytycznymi Unii Europejskiej zawartymi w Net-Zero Industry Act, od 30 grudnia 2025 r. wymagane będzie uwzględnianie w aukcjach OZE również kryteriów pozacenowych. Należy również zwiększyć w aukcyjnym systemie OZE znaczenie stabilności systemu energetycznego przez takie działania jak uwzględnienie technologii magazynowania energii, większą responsywność instalacji OZE na sygnały cenowe czy kształtowanie parametrów sieci. Należy też dążyć do jak największego wykorzystania mocy przyłączeniowej. Takie podejście pozwoli na maksymalizację efektywności inwestycji oraz efektywną pracę krajowej sieci elektroenergetycznej. Preferowanie aukcji skierowanych na systemy hybrydowe (hybrydowe instalacje OZE, instalacje OZE połączone z magazynami oraz inne rozwiązania) nie wyklucza jednocześnie prowadzenia aukcji OZE według dotychczasowych zasad. Tradycyjne aukcje powinny być kontynuowane jako uzupełnienie dla aukcji dla bardziej rozwiniętych rozwiązań.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. klimatu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

Prezes URE

Zarządca Rozliczeń S.A.

**Działanie 7. Instrument finansowy – kontrakty różnicowe na wytwarzanie energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych**

Działanie polega na wsparciu wytwórców energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. Dzięki niemu uzyskują prawo do pokrycia ujemnego salda ceny wytworzonej energii elektrycznej.

Oznacza to pokrycie różnicy pomiędzy rynkową ceną energii a ceną umożliwiającą wytwórcom pokrycie kosztów wytwarzania energii elektrycznej na morzu.

System wsparcia instalacji służącym do produkcji energii elektrycznej z energii wiatru na morzu opiera się na koncepcji dwustronnego kontraktu różnicowego. Wytwórcy energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, którzy zostaną dopuszczeni do systemu wsparcia, uzyskają prawo do pokrycia ujemnego salda. Wielkość udzielonego wsparcia wyznaczana jest jako iloczyn planowanej mocy zainstalowanej morskiej farmy wiatrowej i 100 000 godzin. Takie rozwiązanie pozwala na optymalne rozłożenie wsparcia w czasie, w którym będzie ono udzielane, czyli przez maksymalnie 25 lat. Wsparcie jest przyznawane w drodze aukcji. Aukcje dla morskiej energetyki wiatrowej o łącznej mocy instalacji nieprzekraczającej 12 GW zaplanowano na lata 2025, 2027, 2029 i 2031. Aukcje w kolejnych latach będą przeprowadzane w zależności od postępu rozwoju technologii.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. klimatu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

Prezes URE

Zarządca Rozliczeń S.A.

**Działanie 8. Pakiet wsparcia rozwoju morskiej energetyki wiatrowej**

Działanie polega na zapewnieniu rozwiązań zmierzających do osiągnięcia efektywnego i zrównoważonego rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce. Dotyczy m.in. ram regulacyjnych, kształcenia kadr, budowania świadomości, budowania krajowego łańcucha dostaw materiałów i usług czy wydawania pozwoleń i uzgodnień, w tym środowiskowych.

Pakiet zakłada skuteczne przeprowadzenie aukcji dla inwestycji morskich farm wiatrowych i kontynuację wprowadzania usprawnień procesu realizacji budowy morskich farm wiatrowych w Polsce poprzez poprawę efektywności i elastyczności procedur związanych z budową i eksploatacją tych inwestycji. Działania obejmować będą również wdrożenie do krajowego porządku prawnego wymagań wynikających z rozporządzeniu unijnego Net-Zero Industry Act, tak aby zwiększać rolę polskich przedsiębiorstw w budowie i eksploatacji farm wiatrowych na morzu poprzez ich aktywny udział w łańcuchu dostaw materiałów i usług (tzw. *local content*) – od produkcji komponentów po montaż, serwis i innowacyjne rozwiązania technologiczne – a przy tym uniknąć nadmiernego obciążenia odbiorców końcowych.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. klimatu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. gospodarki

minister wł. ds. energii

minister wł. ds. gospodarki morskiej

minister wł. ds. rybołówstwa

minister wł. ds. obrony narodowej

minister wł. ds. wewnętrznych

**Działanie 9. Przyspieszenie rozwoju lądowej energetyki wiatrowej**

Energetyka wiatrowa to najtańsze źródło energii w Polsce. Jej rozwój, po latach zastoju, jest kluczowy dla stabilności systemu energetycznego, dostarczania taniej i bezpiecznej energii oraz zwiększenia odporności kraju poprzez budowę rozproszonego systemu energetycznego. Reformy administracyjne, infrastrukturalne i legislacyjne mogą przyspieszyć rozwój tego sektora, przynosząc korzyści gospodarce i obywatelom.

Należy zoptymalizować proces inwestycyjny, skrócić procedury administracyjne oraz wdrożyć obszary przyspieszonego rozwoju OZE zgodnie z dyrektywą RED III.

Należy poprawić warunki uzyskiwania przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, w tym ujednolicić i uprościć wnioski oraz zwiększyć transparentność procesów przyłączeniowych. Konieczne jest również umożliwienie elektronicznego składania wniosków i monitorowania ich rozpatrywania.

Konieczne jest także promowanie hybrydyzacji farm wiatrowych poprzez ich integrację z magazynami energii i innymi technologiami OZE oraz rozwój systemu *cable pooling*. Dzięki temu zwiększy się elastyczność systemu elektroenergetycznego.

Konieczne jest prowadzenie ogólnopolskich kampanii edukacyjnych przeciwdziałających dezinformacji. Współpraca mediów, organizacji pozarządowych i samorządów umożliwi rzetelne przekazywanie informacji o inwestycjach w energetykę odnawialną.

Dodatkowo należy wspierać rozwój polskich technologii w sektorze OZE poprzez krajowe programy badawczo-rozwojowe, finansowanie badań nad nowoczesnymi turbinami wiatrowymi, systemami magazynowania energii i inteligentnymi sieciami elektroenergetycznymi. Rozwój krajowej produkcji komponentów dla energetyki wiatrowej zwiększy udział polskich firm w procesie transformacji, co przyczyni się do rozwoju gospodarki.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. klimatu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. gospodarki

**Działanie 10. Przyspieszenie rozwoju fotowoltaiki**

Rozwój wielkoskalowej fotowoltaiki jest niezwykle ważny dla transformacji energetycznej. Aby w pełni wykorzystać potencjał energetyki słonecznej, konieczne jest wyeliminowanie szeregu barier administracyjnych i prawnych, a także modernizacja sieci oraz wdrożenie mechanizmów elastyczności, pozwalających na optymalne wykorzystanie dostępnych mocy przyłączeniowych.

Kluczowym krokiem jest szersze wykorzystanie mechanizmu współdzielenia przyłącza (*cable pooling*) na istniejących przyłączeniach, co umożliwi rozbudowę już funkcjonujących instalacji fotowoltaicznych o magazyny energii elektrycznej oraz inne instalacje OZE. Takie podejście pozwoli na bardziej efektywne wykorzystanie dostępnej infrastruktury sieciowej, optymalizację produkcji i magazynowania energii, a także zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego.

Niezbędne są również szeroko zakrojone działania na rzecz uproszczenia, uelastycznienia i uporządkowania procesu inwestycyjnego. Konieczne jest wprowadzenie wytycznych ujednolicających stosowanie prawa przez organy administracyjne, państwowe osoby prawne i operatorów sieci w skali całego kraju. Aby dostosować się do zmian rynkowych i technologicznych, inwestorzy powinni mieć większe możliwości optymalizacji projektów w trakcie procesu inwestycyjnego.

Należy również rozwijać agrofotowoltaikę, szczególnie na terenach, które obecnie nie są dopuszczone do tego rodzaju inwestycji. Umożliwi to jednoczesną produkcję energii i prowadzenie działalności rolniczej bez konieczności trwałego wyłączenia tych terenów z użytkowania rolnego. Dodatkowo należy w szerszym zakresie umożliwić lokalizację instalacji fotowoltaicznych na terenach przemysłowych, stawach rybnych, zbiornikach przemysłowych i innych podobnych obszarach znacząco przekształconych przez człowieka.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. klimatu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. rolnictwa

minister wł. ds. rozwoju regionalnego

## Działanie 11. Instrument finansowy – system taryf gwarantowanych i dopłat do cen rynkowych

System wsparcia dla małych instalacji OZE opiera się na taryfach gwarantowanych w postaci FIT (ang. *feed-in tariff*) oraz dopłatach do cen rynkowych FIP (ang. *feed-in premium*). Obydwa systemy przewidziane są obecnie do wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach biogazowych, biomasowych i wodnych. W systemie FIP wsparcie jest udzielane także dla instalacji wytwarzania biometanu o mocy ekwiwalentnej do 1 MW<sub>el</sub> pod warunkiem wprowadzenia biometanu do sieci gazowej.



### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. klimatu

### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

Prezes URE  
Zarządca Rozliczeń S.A.

## Działanie 12. Pakiet wsparcia rozwoju rynku biometanu i biogazu

Na pakiet składają się następujące elementy:

1. **Uruchomienie mechanizmu wsparcia operacyjnego w formie aukcji dla biometanu** wytworzonego w instalacjach o wydajności produkcji biometanu netto powyżej 20 GWh rocznie w odniesieniu do energii chemicznej paliwa (co odpowiada ekwiwalentowi mocy zainstalowanej powyżej 1 MW<sub>el</sub>).
2. Zgodnie z nowymi wytycznymi UE od 30 grudnia 2025 r. (Net- Zero Industry Act) wymagane będzie uwzględnianie w aukcjach także **kryteriów pozacenowych**. Rekomenduje się, by dla nowych instalacji wytwarzania biometanu uwzględnić wymaganie bezodporności instalacji oraz minimalizacji emisji biometanu do atmosfery. Rekomendacje dotyczą także biogazu i biogazu rolniczego.
3. Rekomenduje się by w kolejnych latach na podstawie wniosków z przeprowadzenia pierwszych aukcji i obserwacji rozwoju rynku biometanu wprowadzić **elastyczność w zakresie kształtowania koszyków aukcyjnych w odniesieniu do skali instalacji**. Należy dążyć do objęcia systemem aukcyjnym także biometanu dostarczanego do krajowej sieci gazowej w inny sposób niż za pomocą bezpośredniego przyłącza instalacji do sieci gazowej.
4. **Zmniejszenie obciążeń i skrócenie terminów postępowań** realizacji inwestycji i poprawa warunków prowadzenia działalności wytwórczej na etapie eksploatacyjnym.
5. Rekomenduje się uruchomienie **mechanizmów stymulujących popyt** na biometan w sektorach i zastosowaniach, w których jego wykorzystanie ma największą wartość dodaną dla gospodarki i pozwoli na zminimalizowanie w dłuższym okresie wsparcia ze strony państwa.
6. Wzmocnienie **współpracy inwestorów z władzami gmin w zakresie wyboru lokalizacji**, uwzględnienie inwestycji biometanowych w planach ogólnych sporządzanych przez gminy. Przeprowadzenie ogólnopolskiej kampanii edukacyjnej zwiększającej akceptację społeczną dla inwestycji wytwarzania biogazu, biogazu rolniczego i biometanu.



### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. klimatu

### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

minister wł. ds. gospodarki surowcami  
energetycznymi  
minister wł. ds. rolnictwa  
OSP  
OSD



### Działanie 13. Zapewnienie możliwości funkcjonowania obszarów przyspieszonego rozwoju OZE (OPRO)

Działanie polega w szczególności na opracowaniu regulacji i ram prawnych dla wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju OZE (OPRO). Obszary te mają zostać wyznaczone na powierzchniach i terenach niebudzących wątpliwości z punktu widzenia ochrony środowiska, dzięki czemu czas na wydawanie zezwoleń dla projektów OZE potrzebnych do rozpoczęcia inwestycji ma zostać znacząco skrócony (nie może przekroczyć 12 miesięcy, z wyjątkiem morskich elektrowni wiatrowych, w przypadku których mają być to 24 miesiące).

W tym celu konieczne jest prowadzenie dialogu z kluczowymi interesariuszami procesu, takimi jak jednostki samorządu terytorialnego, zarządy województw oraz administracja centralna. Współpraca ta pozwoli na wyznaczanie jak największej liczby obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, co zwiększy potencjał inwestycyjny i przyczyni się do dynamicznej transformacji energetycznej kraju.



#### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. klimatu

#### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

minister wł. ds. gospodarki  
Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska

### Działanie 14. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Mój Prąd”

Działanie dotychczas polega na dofinansowaniu budowy mikroinstalacji fotowoltaicznych, magazynów energii lub magazynów ciepła. W przyszłości dążyć się będzie do modyfikacji programu w kierunku zwiększenia autokonsumpcji energii produkowanej przez prosumenta oraz umożliwienie mu jak najaktywniejszego uczestnictwa na rynku poprzez narzędzia stymulujące odpowiedź po stronie popytu. Należy także wzmocnić efekty programu na przykład poprzez zwiększenie dofinansowania budowy magazynów energii z systemami zarządzania, ładowarek dwukierunkowych aut elektrycznych (V2G, ang. *vehicle to grid*) oraz systemów zarządzania energią (w tym w ramach umów z ceną dynamiczną i taryf wielostrefowych).



#### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. klimatu

#### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

minister wł. ds. energii  
minister wł. ds. gospodarki  
Prezes URE  
NFOŚiGW

### Działanie 15. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Energia Plus”

Program obejmuje dofinansowanie różnego rodzaju przedsięwzięć w zakresie zmniejszenia negatywnego oddziaływania na środowisko skutkujące np. poprawą jakości powietrza, zmniejszaniem zużycia surowców pierwotnych, poprawą efektywności energetycznej. Beneficjentami programu są podmioty wykonujące działalność gospodarczą.



#### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. klimatu

#### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

minister wł. ds. energii  
NFOŚiGW

## Działanie 16. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Polska Geotermia Plus”

Program obejmuje wsparcie finansowe inwestycji polegających na budowie nowej, modernizacji lub rozbudowie istniejącej ciepłowni / elektrociepłowni / elektrowni geotermalnej / istniejących źródeł wytwarzania ciepła, w tym wykonanie kolejnego geotermalnego odwiertu produkcyjnego lub otworu chłonnego. Ponadto możliwe jest wsparcie zabiegów technicznych w istniejących otworach geotermalnych wydobywczych i zatłaczających, jak również rekonstrukcja otworu innego niż odwiercony w celach geotermalnych, w których wystąpiły przypięty wód termalnych. Ponieważ geotermia w Polsce ma ograniczone możliwości rozwoju a projekty geotermalne są nieprzewidywalne, istnieje duże ryzyko niedotrzymania zobowiązań projektów. Do programu należy wdrożyć zasady polegające na tym, że:

- przed uruchomieniem projektu musi zostać wykonana analiza opłacalności inwestycji wskazująca, że cena ciepła będzie konkurencyjna rynkowo,
- należy wprowadzić kamienie milowe, w którym pierwszy ma potwierdzić parametry technologiczne źródła i jego wartość nie może przekroczyć określonej dla danej sieci wartości inwestycji.



### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. klimatu

### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

minister wł. ds. energii  
minister wł. ds. środowiska  
NFOŚiGW

## Działanie 17. Rozwój rynku magazynów energii elektrycznej oraz magazynów ciepła

Rozwój rynku magazynowania energii elektrycznej i ciepła jest kluczowy dla transformacji energetycznej oraz dekarbonizacji elektroenergetyki, ciepłownictwa i ogrzewnictwa.

Magazyny energii elektrycznej znajdują zastosowanie m.in. do poprawy stabilności i niezawodności pracy systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, wyrównywania obciążenia elektrycznego systemu poprzez poprawę współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej jednostek wytwórczych OZE i łagodzenia negatywnych zjawisk związanych ze zmienną generacją z OZE, wsparcia rynku bilansującego, zwiększenia niezawodności zasilania, optymalizacji pracy instalacji prosumenckich, a także optymalizacji inwestycji w infrastrukturę sieciową.

Dla realizacji tych funkcji niezbędny jest rozwój instalacji różnej skali, różnej technologii, dedykowanych różnicowanym użytkownikom systemu. Wśród stosowanych w Polsce technologii dominują baterie elektrochemiczne – o największej liczebności i elektrownie szczytowo-pompowe – na które przypada największy udział w zainstalowanej mocy magazynowej, sięgający 85%. Jednak liczba dostępnych, a także wciąż rozwijanych na świecie technologii magazynowania energii jest znacznie większa. Również w Polsce należy uruchomić potencjał rozwojowy, tak aby zadbać o naszą konkurencyjność na rynkach światowych oraz w jak największym stopniu uniezależnić krajową gospodarkę od konieczności sięgania po urządzenia czy komponenty pochodzące spoza Unii Europejskiej.

Przyspieszenie wdrażania technologii magazynowania energii można osiągnąć dzięki skoordynowanym działaniom eliminującym bariery technologiczne, finansowe i administracyjne. Niezbędna jest współpraca interdyscyplinarna, międzyresortowa i międzysektorowa. Działania powinny koncentrować się na następujących priorytetach:

- **Upowszechnienie umów z ceną dynamiczną** – stworzenie warunków do rentownego magazynowania energii elektrycznej i ciepłej przyczyniającego się m.in. do poprawy efektywności pracy sieci elektroenergetycznej.
- **Uruchomienie programów wspierających inwestycje** – dofinansowanie rozwoju magazynów energii elektrycznej i ciepła.

- **Tworzenie programów badawczo-rozwojowych (B+R)** – wsparcie rozwoju systemów magazynowania energii elektrycznej i ciepła, ich komponentów oraz materiałów aktywnych opartych na łatwo dostępnych surowcach.
- **Zwiększenie świadomości społecznej poprzez działania edukacyjno-informacyjne** wskazujące na korzyści wynikające z magazynowania energii, takie jak: niższe rachunki za energię elektryczną, optymalne wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych, większa niezależność i bezpieczeństwo energetyczne.
- **Uruchomienie kampanii informacyjnej** – przeciwdziałanie dezinformacji i popularyzacja wiedzy na temat magazynowania energii.
- **Dążenie do wdrożenia certyfikacji i homologacji systemów oraz technologii magazynowania energii** – przy projektowaniu programów wsparcia dla instalacji magazynowych wskazane jest promowanie wysokiej jakości rozwiązań ze szczególnym uwzględnieniem zagadnień cyberbezpieczeństwa. Podjęcie prac międzyresortowych nad potrzebnym zakresem i warunkami certyfikacji i homologacji – wiodącą rolę pełni minister wł. ds. gospodarki we współpracy poniżej wskazanymi ministrami i Głównym Urzędem Miar.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. energii  
minister wł. ds. gospodarki (w zakresie homologacji)

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu  
minister wł. ds. gospodarki  
minister wł. ds. informatyzacji  
Prezes Głównego Urzędu Miar

**Działanie 18. Rozwój obywatelskich społeczności energetycznych (OSE)**

Rozwój społecznej energetyki obywatelskiej jest kluczowym elementem transformacji energetycznej Polski. Lokalne systemy wytwarzania energii, oparte na źródłach odnawialnych, stanowią mogą fundament nowoczesnego, rozproszonego i elastycznego systemu elektroenergetycznego. Rozwój OSE przyczyni się do zwiększenia niezależności energetycznej, obniżenia kosztów energii dla obywateli i przedsiębiorstw oraz poprawy bezpieczeństwa systemu dzięki decentralizacji produkcji. Co więcej, rozwój tych rozwiązań zwiększy społeczną akceptację dla odnawialnych źródeł energii, w tym lądowej energetyki wiatrowej, ponieważ umożliwi lokalnym społecznościom i firmom korzystanie z własnych źródeł energii, co przełoży się na bezpośrednie korzyści ekonomiczne dla mieszkańców oraz przedsiębiorstw, w których pracują.

Działanie zakłada rozwój **obywatelskich społeczności energetycznych (OSE)**, które pozwolą lokalnym społecznościom oraz przemysłowi na produkcję energii m.in. na własne potrzeby, wykorzystując istniejącą sieć elektroenergetyczną oraz linie bezpośrednie. W przyszłości należy monitorować rozwój OSE oraz wprowadzać udogodnienia i usprawnienia w kierunku:

1. **Dostępu dla wszystkich podmiotów do istniejącej sieci elektroenergetycznej** na poziomie niskich i średnich napięć oraz dla odbiorców podłączonych do tej sieci, na uproszczonych zasadach, pod warunkiem zapewnienia bilansowania wewnątrz obszarów oraz uwzględniania ograniczeń sieciowych. Dopuszcza się możliwość modernizacji/rozbudowy sieci na warunkach komercyjnych (patrz punkt 4). Cena dostępu powinna odpowiadać rzeczywistym kosztom utrzymania udostępnionej sieci, z dodatkową marżą. Dostęp do sieci powinien być realizowany w węzłach dystrybucyjnych na zasadach transparentności.
2. **Prawa podłączenia mocy wytwórczych OZE do węzłów dystrybucyjnych** na poziomie niskich i średnich napięć, pod warunkiem zapewnienia bilansowania wewnątrz obszarów oraz uwzględniania ograniczeń sieciowych, na warunkach kosztowych analogicznych do punktu pierwszego. Również w tym przypadku dostęp do sieci powinien opierać się na zasadach przejrzystości.

3. **Prawa przesyłu energii pomiędzy węzłami dystrybucyjnymi**, które znajdują się na drodze między węzłami wskazanymi w punktach 1 i 2 pod warunkiem zapewnienia bilansowania wewnątrz obszarów oraz uwzględniania ograniczeń sieciowych, Przesył powinien odbywać na takich samych zasadach kosztowych jak dostęp do sieci.
4. W przypadku braku odpowiednich mocy przyłączeniowych lub przesyłowych, a tym samym konieczności rozbudowy węzłów lub elementów sieci, koszty rozbudowy powinien ponosić podmiot zgłaszający chęć przyłączenia. Zakres tych inwestycji powinien być uzgodniony poprzez dialog techniczny. Jednocześnie opłaty te muszą być określone na zasadach rynkowych, w tym możliwość realizacji inwestycji poprzez podmioty zewnętrzne, wyłonione w otwartym postępowaniu przetargowym.

Tworzenie lokalnych systemów wytwarzania i konsumpcji energii pozwoli na zmniejszenie kosztów energii dla odbiorców końcowych, zwiększy bezpieczeństwo energetyczne poprzez decentralizację systemu oraz ograniczy konieczność kosztownych inwestycji w rozbudowę sieci przesyłowych. Co więcej, aktywny udział społeczności lokalnych w produkcji i użytkowaniu energii odnawialnej zwiększy akceptację dla technologii OZE, zwłaszcza lądowych farm wiatrowych, które staną się częścią lokalnego systemu zasilania. Dzięki temu mieszkańcy i przedsiębiorstwa będą mogli korzystać z energii wytwarzanej na ich potrzeby, co przełoży się na realne oszczędności oraz stabilność dostaw.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. klimatu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. energii  
minister wł. ds. rozwoju regionalnego  
OSD  
Prezes URE

**Działanie 19. Rozwój i usprawnianie w zakresie funkcjonowania spółdzielni energetycznych**

Spółdzielnie energetyczne mogą odegrać kluczową rolę w transformacji energetycznej, wspierając jednocześnie lokalne bezpieczeństwo energetyczne i rozwój OZE. Ich funkcjonowanie jest jednak utrudnione przez bariery prawne i administracyjne czy ograniczenia wynikające z zasad funkcjonowania sieci dystrybucyjnych. Konieczna jest stałe monitorowanie funkcjonowania spółdzielni energetycznych w celu identyfikacji wszystkich istniejących barier oraz określenie sposobów ich eliminacji lub ograniczenia.

Samorządy mają wątpliwości w zakresie organizowania corocznych przetargów na zakup energii przez samorządy, nawet gdy posiadają własną spółdzielnię energetyczną. Rozważenia wymaga możliwość zakupu energii przez jednostki samorządu terytorialnego od innego członka tej samej spółdzielni energetycznej bez konieczności ogłoszenia przetargów, co mogłoby zapewnić stabilność finansową samorządu i spółdzielni, a także na zasadach niedyskryminacyjnych innych form społeczności energetycznych. Kolejnym problemem są niejednoznaczne zasady włączania osób fizycznych do spółdzielni, co może prowadzić do przejęcia kontroli przez niewielką grupę osób, ze względu na zasadę "jeden członek – jeden głos".

W dalszej perspektywie, obszar działalności spółdzielni energetycznych uzależniony powinien być od topografii sieci tak, aby pełniły funkcję wspierającą w krajowym systemie elektroenergetycznym.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. klimatu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. energii  
minister wł. ds. rozwoju regionalnego  
minister wł. ds. rozwoju wsi  
OSD  
Prezes URE

## Działanie 20. Rozwój klastrów energii

Klasy energii stanowią platformę współpracy lokalnych podmiotów, w tym firm, instytucji edukacyjnych, mieszkańców, a także jednostek samorządu terytorialnego (JST). Ich wspólnym celem jest promowanie i rozwijanie czystej, lokalnej energii odnawialnej, zwiększanie samowystarczalności energetycznej regionów oraz obniżanie kosztów energii dla społeczności lokalnych.

JST dzięki możliwości inicjowania i koordynowania działań energetycznych na poziomie lokalnym mają kluczowe znaczenie dla rozwoju klastrów energii. W ramach działania przeprowadzone zostaną analizy mające na celu identyfikację możliwych do wprowadzenia rozwiązań prawnych, które usprawnią działalność klastrów energii i zdefiniują model biznesowy bazujący na funkcji jaką klasy mogą pełnić w systemie dystrybucyjnym np. poprzez świadczenie usługi lokalnego bilansowania.

W ramach zaplanowanego działania przewidziano przeprowadzenie analiz dotyczących przyszłości mechanizmu wsparcia dla klastrów energii, w szczególności na poziomie legislacyjnym. Celem tych analiz będzie zidentyfikowanie instrumentów, które mogą zwiększyć efektywność, stabilność i skalę działania klastrów energii jako jeden z kluczowych elementów w rozwoju energetyki rozproszonej.

Prace związane z przepisami dotyczącymi klastrów energii powinny również obejmować tworzenie zachęt do ich aktywizacji na rynku energii jako podmioty mające realne możliwości do bilansowania i stabilizacji systemu elektroenergetycznego.



### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. klimatu

### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

minister wł. ds. energii  
minister wł. ds. rozwoju regionalnego  
OSD  
Prezes URE

## Działanie 21. Wdrożenie energetyki jądrowej

Działanie jest szczegółowo określone w *Programie polskiej energetyki jądrowej (PPEJ)* i zakłada budowę oraz oddanie do eksploatacji dwóch elektrowni jądrowych o łącznej mocy zainstalowanej od ok. 6 do ok. 9 GW<sub>e</sub> w oparciu o sprawdzone, wielkoskalowe reaktory jądrowe generacji III(+) oraz stworzenie warunków do dalszego rozwoju energetyki jądrowej.

Za kolejny etap wzmacniania potencjału energetyki jądrowej w Polsce możemy uznać m.in. komercjalizację nowych modeli reaktorów jądrowych, w tym pierwszych modeli należących do kategorii tzw. małych reaktorów modułowych (SMR, ang. *Small Modular Reactors*). Energetyka jądrowa w tym SMR, mogą być wykorzystane do uzupełnienia luki po stabilnych mocach źródeł konwencjonalnych, w tym uzupełniania luk kadrowych w regionach silnie doświadczonych przez transformację energetyczną. Tworzenie warunków dla wdrażania nowych technologii reaktorowych powinno odbywać się przy zachowaniu zasady neutralności technologicznej oraz zachowania najwyższych standardów bezpieczeństwa jądrowego.

Skuteczne wdrożenie energetyki jądrowej wymaga również prowadzenia szeregu działań towarzyszących. W szczególności realizowane będą działania związane z budową kadr i kompetencji dla programu jądrowego u wszystkich interesariuszy programu, prowadzenie prac badawczo-rozwojowych w zakresie technologii energetyki jądrowej (ze szczególnym uwzględnieniem niezbędnej multidyscyplinarności prac badawczych), wzmacnianie potencjału regionalnego, tworzenie łańcucha wartości i dostaw technologii jądrowych z uwzględnieniem krajowego potencjału, wzmacnianie krajowego potencjału w podniesieniu wskaźnika tzw. „local content”, zapewnienie właściwego zagospodarowania odpadów promieniotwórczych (zarówno z energetyki jądrowej, jak i innej działalności wykorzystującej źródła promieniotwórcze), budowanie świadomości i komunikacja społeczna, a także regularny przegląd i aktualizacja niezbędnych regulacji. Działania te są szczegółowo określone w PPEJ.

**PODMIOT WIODĄCY**minister wł. ds. gospodarki surowcami  
energetycznymi**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**minister wł. ds. energii  
minister wł. ds. klimatu**Działanie 22. Instrument finansowy – Program NFOŚiGW „Elektroenergetyka – Inteligentna infrastruktura energetyczna”**

Działanie obejmuje rozwój infrastruktury pozwalającej na komunikację wszystkich stron procesu dystrybucji energii elektrycznej poprzez instalację liczników zdalnego odczytu (LZO, tzw. liczników inteligentnych) wraz z infrastrukturą informatyczno-zarządczą u odbiorców końcowych. To rozwiązanie ma powinno się przyczynić do optymalizacji pracy sieci, szybszej obsługi procesów rynku energii elektrycznej i umożliwienia wdrażania mechanizmów DSR (ang. *Demand Side Response*). Działanie ma na celu rozwój infrastruktury energetycznej, ze szczególnym uwzględnieniem jej cyfryzacji. Kluczowym elementem jest nie tylko zdalny odczyt zużycia energii, ale także wdrożenie na poziomie lokalnym mechanizmów elastyczności adresujących w czasie rzeczywistym lub zbliżonym do rzeczywistego problem negatywnych skutków stosowania ograniczeń z powodów sieciowych. Program ma za zadanie zapewnić wsparcie finansowe dla realizacji ustawowego harmonogramu instalacji liczników zdalnego odczytu u min. 80% odbiorców końcowych w 2028 r.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. energii

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**minister wł. ds. informatyzacji  
minister wł. ds. klimatu  
NFOŚiGW**Działanie 23. Działania w zakresie zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego w odniesieniu do wytwarzania energii z OZE i dostosowania się do przewidywanych zmian KSE**

Działanie polega na zapewnieniu odpowiednich rozwiązań prawnych oraz opracowaniu koncepcji mechanizmów rynkowej integracji OZE w związku z wyzwaniami rosnącej produkcji i mocy zainstalowanej w KSE, w tym usług rynkowych świadczonych przez OZE, uwzględnianiu lokalizacji OZE w sieci, współpracy OZE z magazynami oraz usług wpływających na bilansowanie systemu elektroenergetycznego i warunki funkcjonowania sieci elektroenergetycznej.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. energii

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu

**Działanie 24. Inteligentne zarządzanie energią**

Działanie obejmuje rozwój infrastruktury pozwalającej na efektywną wymianę informacji pomiędzy uczestnikami rynku energii elektrycznej poprzez utworzenie centralnego systemu informacji rynku energii oraz instalację u odbiorców końcowych liczników zdalnego odczytu (LZO, tzw. liczników inteligentnych) wraz z infrastrukturą informatyczno-zarządczą.

Centralny system informacji rynku energii (CSIRE) utworzony i nadzorowany przez operatora informacji rynku energii (OIRE), umożliwi operatorom systemu elektroenergetycznego dystrybucyjnego

i przesyłowego (OSDe i OSPe), sprzedawcom energii elektrycznej oraz podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie rozpoczęcie wymiany danych m.in. do dokonywania rozliczeń za sprzedaż energii i jej dostarczanie czy też zmiany sprzedawcy energii elektrycznej.

Dzięki wprowadzeniu CSIRE odbiorcy końcowi, w tym prosumenci, zyskają m.in. bezpłatny dostęp do danych dotyczących własnych punktów poboru energii, w tym do danych pomiarowych. Korzyści dla KSE i operatorów systemów elektroenergetycznych to poprawa efektywności wykorzystania zasobów KSE m.in. poprzez lepsze dopasowanie zużycia energii do jej produkcji, w szczególności z OZE, integracja procesów rynku detalicznego i rynków systemowych z wykorzystaniem danych pomiarowych dostępnych w CSIRE, poprawa jakości danych pomiarowych dzięki zastosowaniu jednolitych standardów i benchmarków jakościowych, możliwość wykorzystania jednolitego standardu zagregowanych danych pomiarowych do realizacji obowiązków ustawowych. CSIRE umożliwi również dostęp do wybranych danych zagregowanych na potrzeby rozwoju nowych usług, prowadzenia prac analityczno-badawczych oraz opracowań dziennikarskich. CSIRE będzie działać w oparciu o najwyższe standardy dostępu do danych i zarządzania energią w inteligentnej infrastrukturze energetycznej ujęte w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci przesyłowej OIRE (IRiESP-OIRE).

Niezbędnym elementem otwierającym drogę do pełnego wykorzystania możliwości inteligentnego zarządzania energią elektryczną jest wdrożenie *liczników zdalnego odczytu*. W art. 11t ustawy – Prawo energetyczne został określony następujący harmonogram instalacji LZO:

- 2027 r. – min. 65% odbiorców końcowych,
- 2028 r. – min. 80% odbiorców końcowych.

Za pośrednictwem interfejsu do systemu infrastruktury sieci domowej możliwy jest dostęp do danych pomiarowych z liczników inteligentnych w czasie rzeczywistym lub zbliżonym do rzeczywistego. LZO są także niezbędne dla odbiorców chcących korzystać z umów z ceną dynamiczną, a także w celu świadczenia usług elastyczności dla KSE. Upowszechnienie LZO przyczyni się do wzrostu liczby odbiorców aktywnie uczestniczących w rynku energii elektrycznej.

W ramach działania ważną rolę będzie odgrywało usuwanie przeszkód prawnych, w tym m.in. aktualizacja *rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego w celu skorygowania przepisów zweryfikowanych przez praktykę jego stosowania*, a także wprowadzenie zmian umożliwiających optymalizację procesów, wprowadzenie modyfikacji wynikających z rozwoju technologicznego i dostępności urządzeń wyższej klasy oraz związanych z uruchomieniem CSIRE.

Niezbędne będą także kampanie informacyjne wyjaśniające użytkownikom rynku energii zasady inteligentnego zarządzania energią i zachęcające odbiorców do przejścia z pozycji biernego korzystania z energii elektrycznej do roli aktywnych uczestników systemu elektroenergetycznego.



#### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. energii

#### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

minister wł. ds. klimatu

OSP

OSD

## Działanie 25. Rozwój i modernizacja elektroenergetycznych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych

Działanie obejmuje wsparcie na poziomie krajowym w przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie rozbudowy i modernizacji sieci elektroenergetycznych. Inwestycje sieciowe wspierane są zarówno poprzez wsparcie finansowe (np. polityka spójności, KPO, Fundusz Modernizacyjny, CEF), jak i rozwiązania regulacyjne. W rozbudowie sieci należy uwzględnić m. in. następujące priorytety:

1. Przyspieszenie transformacji energetycznej i zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej poprzez zwiększenie liczby obiektów możliwych do przyłączenia do sieci



elektroenergetycznej. Sieć elektroenergetyczna powinna być rozbudowywana w taki sposób, aby umożliwiać i ułatwiać przyłączenia nowych instalacji, przede wszystkim instalacji OZE i magazynów energii. Należy dążyć do dalszego rozwoju sieci, w szczególności na obszarach cechujących się korzystnymi warunkami dla rozwoju OZE – w tym lądowych farm wiatrowych i instalacji PV.

2. Rozbudowa sieci powinna uwzględniać również rozbudowę i budowę przyłączy do elektryfikowanych systemów ciepłowniczych, tak by następowała integracja systemowa elektroenergetyki i ciepłownictwa.

Celem powinno być również dążenie do opracowania platformy zapewniającej przejrzysty dostęp do informacji o zdolnościach przyłączeniowych w poszczególnych węzłach sieciowych. Najwięksi operatorzy powinni stworzyć dostępne publicznie platformy informacyjne, na których publikowane będą regularnie aktualizowane informacje m.in. o dostępnych zdolnościach przyłączeniowych, złożonych wnioskach o określenie warunków przyłączenia, statusie rozpatrywania wniosku, odrzuconych wnioskach o przyłączenie czy też kryteriach stosowanych do obliczania przepustowości sieci dostępnej dla nowych przyłączy. Dodatkowo operatorzy systemów elektroenergetycznych będą zobowiązani do stworzenia możliwości składania wniosków o przyłączenie i monitorowania ich statusu w procesie w pełni elektronicznym.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. aktywów państwowych,  
Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej  
Infrastruktury Energetycznej

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

Prezes URE  
minister wł. ds. energii  
minister wł. ds. klimatu  
OSD  
OSP

## Działanie 26. Wzmocnienie skuteczności wykorzystania środków z bezpłatnych uprawnień do redukcji emisji gazów cieplarnianych w ciepłownictwie

Działanie będzie polegać na zmianie regulacji w obszarze zasady kształtowania taryf dla sprzedaży ciepła, tak by uwzględniały rozliczanie środków z bezpłatnych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz na określeniu warunków wykorzystania środków finansowych wygenerowanych wskutek przydziału bezpłatnych uprawnień na finansowanie inwestycji.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. energii

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

Prezes URE  
minister wł. ds. klimatu

## Działanie 27. Instrument finansowy – Program transformacji ciepłownictwa systemowego

Program będzie polegać na budowie nowych i transformacji obecnych systemów ciepłowniczych opartych w większości na paliwach kopalnych do systemów, w którym co najmniej 50%, a w dalszej przyszłości 75%, energii pochodzić będzie z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej z sieci elektroenergetycznej. Działanie zakłada, że systemy ciepłownicze powinny być modernizowane w kierunku elektryfikacji oraz integracji z siecią elektroenergetyczną. Kluczowym aspektem funkcjonowania systemu będzie magazynowanie energii, zapewniające elastyczną współpracę z siecią.

Docelowo należy dążyć do zapewnienia dwukierunkowej integracji systemu ciepłowniczego z elektroenergetycznym (tzw. *sector coupling*). Oznacza to, że w okresach nadwyżki energii elektrycznej system ciepłowniczy powinien tę energię konsumować i magazynować. Natomiast w okresach niedoboru energii elektrycznej system ciepłowniczy powinien móc dostarczać energię elektryczną wytwarzaną w układzie kogeneracji, jednocześnie magazynując powstające przy tym ciepło.

Działanie obejmuje wsparcie zarówno systemów scentralizowanych, w których ciepło dostarczane jest z jednego głównego źródła, jak i systemów rozproszonych, w których zelektryfikowane węzły produkują ciepło w wielu punktach sieci lub bezpośrednio u odbiorców końcowych. Możliwe jest również finansowanie rozwiązań hybrydowych, łączących oba te modele.

W ramach finansowania wspierane będą rozwiązania aktywne w węzłach sieci, takie jak wielkoskalowe pompy ciepła, wielkoskalowe kotły elektryczne, magazyny ciepła dużej pojemności, kolektory słoneczne, moce wytwórcze energii elektrycznej z OZE oraz źródła szczytowe oparte na gazie ziemnym lub biometanie/wodorze działające w kogeneracji. Wsparciem objęta powinna być również digitalizacja sieci, w celu uzyskania jak najlepszego sterowania i optymalizacji pracy. Finansowane będą również rozwiązania u odbiorców końcowych, takie jak pompy ciepła, lokalne magazyny ciepła, instalacje OZE, systemy dystrybucji ciepła w budynkach oraz systemy sterowania. Wsparciem mogą być też objęte inne elementy modernizacji sieci lub systemów odbiorców w celu uzyskania jak najlepszych parametrów sieci w zakresie jej dekarbonizacji lub optymalizacji kosztów.

Wsparcie obejmuje również inne niezbędne elementy funkcjonowania sieci, w tym przyłącza oraz systemy umożliwiające integrację z sieciami elektroenergetycznymi. Możliwa jest także modernizacja sieci przesyłowej, jednak w ograniczonym zakresie i jedynie do koniecznych potrzeb. Należy dążyć do skutecznego obniżania parametrów sieci, czyli dążenia do sieci niskotemperaturowych **również umożliwiających oddawanie ciepła przez obiekty o przeważających zyskach ciepła**. Wykluczone z finansowania będą systemy oparte na biomasie w energetyce zawodowej, ze względu na konieczność zapewnienia podaży biomasy stałej dla rynku przeróbki drewna (zgodnie z zasadą kaskadowości). To szczególnie istotne w obliczu już występujących ograniczeń w dostępności krajowej biomasy zrównoważonej oraz zagrożenia uzależnienia sektora ciepłowniczego od importu biomasy stałej, w tym biomasy niezrównoważonej.

System wsparcia może być realizowany z podziałem na kategorie mocy systemów ciepłowniczych, np. poniżej 10 MW, od 10 do 100 MW oraz powyżej 100 MW, co pozwoli na skuteczniejsze dostosowanie działań do lokalnych potrzeb.



#### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. energii

#### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

minister wł. ds. klimatu  
NFOŚiGW

### Działanie 28. Rozwój technologii Power to Heat i magazynów ciepła w Polsce

Rozwój rynku pomp ciepła jest kluczowy dla transformacji energetycznej, poprawy jakości powietrza i dekarbonizacji systemów grzewczych, wentylacyjnych i klimatyzacyjnych. Aby przyspieszyć ich popularyzację, należy podjąć skoordynowane działania eliminujące bariery technologiczne, finansowe i administracyjne, w szczególności:

- Należy obniżać koszty inwestycyjne i eksploatacyjne poprzez wprowadzenie umów z ceną dynamiczną z dodatkową premią w przypadku wykorzystania pomp ciepła jako głównego źródła ogrzewania lub chłodzenia oraz w przypadku wykorzystania pomp ciepła jako drugiego źródła ciepła lub chłodu w przypadku, gdy źródło główne będzie cechować się wyższą efektywnością. Niezbędne jest również prowadzenie szeroko zakrojonej termomodernizacji budynków – to kluczowy element obniżenia kosztów eksploatacji.
- Należy uprościć procedury administracyjne poprzez digitalizację procesów przyznawania dotacji, a także wprowadzenie jednolitych wytycznych dotyczących instalacji i eksploatacji pomp ciepła. Konieczne jest również zapewnienie ogólnopolskiej kampanii informacyjnej, która wyeliminuje dezinformację i dostarczy konsumentom rzetelnych danych o korzyściach wynikających z użytkowania pomp ciepła.

- Konieczne jest zwiększenie liczby wykwalifikowanych instalatorów poprzez rozszerzenie programów szkoleniowych i systemów certyfikacji. Należy stworzyć preferencyjne warunki dla firm produkcyjnych, aby rozwijać krajową produkcję komponentów i zmniejszyć zależność od importu.
- Aby umożliwić pełną integrację pomp ciepła z systemem elektroenergetycznym, konieczna jest modernizacja sieci oraz wdrożenie mechanizmów elastyczności, które pozwolą na optymalne wykorzystanie energii odnawialnej. Należy również wspierać rozwój dużych pomp ciepła w systemach ciepłowniczych i przemyśle.

Podjęcie tych działań przyspieszy rozwój rynku pomp ciepła, zwiększy ich dostępność oraz konkurencyjność, zapewniając ich kluczową rolę w transformacji energetycznej i ograniczaniu emisji w sektorze ogrzewnictwa.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. energii

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**minister wł. ds. budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa  
Prezes URE

### Działanie 29. Rozwój rynku krajowych technologii i rozwiązań wspierających elektryfikację ciepłownictwa oraz technologie bezemisyjne

Rozwój rynku krajowych technologii takich jak np. kotły elektryczne, magazyny ciepła, kolektory słoneczne i in. stanowi ważny element transformacji sektora ciepłownictwa systemowego w kierunku ograniczenia kosztów wytwarzania ciepła i zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego. Aby przyspieszyć ich wdrażanie w systemach ciepłowniczych, konieczne jest podjęcie skoordynowanych działań eliminujących bariery technologiczne, finansowe i administracyjne, w szczególności:

- Należy stworzyć preferencyjne warunki dla krajowych producentów technologii wspierających elektryfikację ciepłownictwa m.in. poprzez: premiowanie lokalnych komponentów w systemach wsparcia inwestycyjnego, ułatwienia w dostępie do finansowania dla firm rozwijających ww. technologie,
- Uproszczenie procedur administracyjnych dla inwestycji w ww. technologie, w tym przyspieszenie procesu uzyskiwania warunków przyłączenia oraz uproszczenie wymogów środowiskowych dla instalacji bezemisyjnych.

Podjęcie tych działań przyspieszy rozwój rynku technologii sprzyjających integracji sektora ciepłowniczego i elektroenergetycznego, zwiększy ich dostępność oraz konkurencyjność oraz wesprze krajowy przemysł. Zastosowanie technologii magazynów ciepła współpracujących z różnymi źródłami może ograniczyć ceny ciepła w sektorze ciepłownictwa systemowego oraz ogrzewnictwa.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. energii

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**minister wł. ds. infrastruktury  
minister wł. ds. klimatu

### Działanie 30. Przyspieszenie procesu inwestycyjnego w ciepłownictwie systemowym

Przyspieszenie procesu inwestycyjnego w ciepłownictwie systemowym jest kluczowe dla osiągnięcia celów transformacji energetycznej. Realizacja inwestycji w źródła nisko- i zeroemisyjne, modernizację sieci oraz systemy magazynowania ciepła wymaga usunięcia barier proceduralnych, finansowych i organizacyjnych. W celu przyspieszenia procesu inwestycyjnego należy podjąć następujące działania:

- Uproszczenie procedur administracyjnych i skrócenie ścieżki uzyskania zezwoleń dla budowy, pozwoleń środowiskowych dla nowych źródeł wytwórczych oraz sieci ciepłowniczych,

- Wzmocnienie roli samorządów w planowaniu inwestycji ciepłowniczych - wdrożenie obowiązku tworzenia lokalnych planów transformacji ciepłownictwa z jasno określonymi priorytetami inwestycyjnymi,
- Ułatwienia dla projektów wspierających sector coupling - wsparcie dla projektów integrujących ciepłownictwo z OZE, sektorem elektroenergetycznym oraz lokalnymi magazynami energii.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. energii

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. infrastruktury

minister wł. ds. klimatu

**Działanie 31. Wsparcie wysokosprawnej kogeneracji**

Zwiększenie udziału wysokosprawnej kogeneracji (CHP) w krajowym miksie energetyczno-ciepłowniczym w celu poprawy efektywności energetycznej, redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego poprzez skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła. W tym celu należy podjąć następujące działania:

- Wypracowanie nowego modelu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji zapewniającego stabilne warunki dla inwestycji poprzez system premii kogeneracyjnej dostosowanej do sytuacji rynkowej oraz ukierunkowany na projekty niskoemisyjne, oparte na gazie, biometanie, biomasie i wodorze.
- Rozwój kogeneracji jako elementu transformacji systemów ciepłowniczych w kierunku efektywnych systemów ciepłowniczych. Wsparcie ukierunkowane będzie na integrację CHP z magazynami ciepła, instalacjami OZE-ciepło oraz inteligentnymi systemami zarządzania ciepłem.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. energii

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

URE

**Działanie 32. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Udostępnianie wód termalnych w Polsce”**

Założeniem programu jest wsparcie wykonywania prac i robót geologicznych związanych z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż wód termalnych dla ich udostępnienia w celach ciepłowniczych. Beneficjenci programu to jednostki samorządów terytorialnych i ich związki. W przypadku tego programu położono nacisk na dofinansowanie przedsięwzięć zlokalizowanych na obszarach najbardziej perspektywicznych pod kątem warunków geotermalnych.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. klimatu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**minister wł. ds. środowiska  
NFOŚiGW**Działanie 33. Plan finansowy dla transformacji ciepłownictwa**

Transformacja ciepłownictwa systemowego to ogromne wyzwanie organizacyjne i finansowe, dlatego wymaga wsparcia. Aby odpowiedzieć na to wyzwanie opracowany zostanie Plan wsparcia dla

ciepłownictwa, który powinien opierać się na efektywnym montażu finansowym, umożliwić realizację projektów modernizacyjnych i inwestycyjnych w sektorze ciepłowniczym. Plan powinien zapewniać kompleksowe wsparcie finansowe, łącząc dotacje oraz pożyczki, realizowane przez różne instytucje w ramach jednego programu wsparcia.

Finansowanie projektów transformacji ciepłownictwa powinno być skoordynowane i oparte na współpracy różnych instytucji, a nie realizowane w oderwanych od siebie programach. Poszczególne podmioty, takie jak NFOŚiGW, Bank Gospodarstwa Krajowego, banki komercyjne czy fundusze, powinny działać w ramach wspólnej strategii, obejmującej różne etapy i formy wsparcia.

Taki model montażu finansowego pozwoli na efektywne wsparcie sektora ciepłowniczego, umożliwiając modernizację infrastruktury zgodnie z działaniami opisanymi w aKPEiK, przy jednoczesnym zachowaniu stabilności finansowej przedsiębiorstw.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. energii

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**minister wł. ds. klimatu  
NFOŚiGW

## Transport

**Działanie 34. Inteligentne Systemy Transportowe (ITS)**

Działanie obejmuje świadczenie usług związanych z różnymi rodzajami transportu i zarządzaniem ruchem, pozwalających na lepsze informowanie różnych użytkowników oraz zapewniających bezpieczniejsze, bardziej skoordynowane i „inteligentniejsze” korzystanie z sieci transportowych. System powinien umożliwiać aktywne zarządzanie ruchem drogowym oraz skutecznie dostarczać niezbędne informacje zarówno dla zarządców infrastruktury jak i użytkowników pojazdów umożliwiające przemieszczanie się w jak najkrótszym czasie i najkrótszą drogą. System powinien zapewniać również, aby dane i informacje wytworzone na potrzeby jego budowy jak również wytworzone na skutek jego funkcjonowania stanowiły źródło dla usług wspierających podróże multimodalne.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. transportu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. rozwoju regionalnego.

**Działanie 35. Zwiększenie spójności i poprawa standardu dróg krajowych**

Działanie polega na stworzeniu spójnej sieci dróg krajowych zapewniającej efektywne funkcjonowanie drogowego transportu osobowego i towarowego. W szczególności ukończenie sieci TEN-T umożliwi rozmieszczenie na sieci dróg stacji ładowania. Działanie, zwłaszcza polegające na budowie nowego przebiegu poza miastem i/lub gęstą zabudową mieszkaniową, pozwoli również na wyprowadzenie ruchu tranzytowego z miast, zoptymalizowanie płynności ruchu – co poprawi efektywność paliwową i emisyjną i da większe możliwości JST do prowadzenia zrównoważonej lokalnej polityki transportowej.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. transportu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. rozwoju regionalnego.

### Działanie 36. Instrument finansowy – Fundusz rozwoju przewozów autobusowych o charakterze użyteczności publicznej

Działanie obejmuje wsparcie finansowe jednostek samorządu terytorialnego będących organizatorami publicznego transportu zbiorowego w realizacji ich zadań własnych w zakresie przewozów autobusowych o charakterze użyteczności publicznej, z wyłączeniem komunikacji miejskiej. Dofinansowanie jest przyznawane w formie dopłaty do kwoty deficytu pojedynczej linii komunikacyjnej.

Dobry transport zbiorowy to nie tylko lepsza efektywność energetyczna i mniejsze zużycie energii, ale też eliminacja powszechnego w Polsce wykluczenia transportowego. Szereg barier takich jak wysokie ceny biletów, brak połączeń lub połączenia zbyt rzadkie lub o nieodpowiednich godzinach, brak spójności sieci transportowych i koordynacji rozkładów wymagają opracowania i wdrożenia odpowiednich rozwiązań.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. transportu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

### Działanie 37. Rozwój miejskich sieci transportowych

Działanie polega na stworzeniu spójnej sieci dróg miejskich, zapewniającej efektywne funkcjonowanie transportu drogowego, kolejowego oraz aktywnej mobilności w miastach i w miejskich obszarach funkcjonalnych. Sieć powinna powstać w oparciu o przyjęty *plan zrównoważonej mobilności miejskiej*, wymagany dla węzłów miejskich wymienionych w załączniku II do rozporządzenia PE i Rady (UE) 2024/1679 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie unijnych wytycznych dotyczących rozwoju transeuropejskiej sieci transportowej. W przypadku miast niebędących węzłami miejskimi podstawą opracowania może być inny dokument strategiczny z zakresu planowania transportu miejskiego, który powinien obejmować plan zrównoważonego rozwoju publicznego transportu zbiorowego (spełniających wymagania ustawy o publicznym transporcie zbiorowym).

Rozwój zrównoważonego transportu w miastach zderza się z infrastrukturą zoptymalizowaną pod kątem samochodów osobowych, które są najmniej efektywnym energetycznie środkiem transportu (na szereg sposobów wpływających też negatywnie na tkankę miejską). Drogi powinny rozwijać się w taki sposób, aby zapewniać rozwój transportu zbiorowego w oparciu o transport szynowy i niskoemisyjny transport autobusowy. Należy w tym zakresie rozwijać infrastrukturę dojazdową do miejsc przesiadkowych oraz infrastrukturę typu „Park and Ride”. Sieci te oraz miejsca przesiadkowe powinny być wyposażone w infrastrukturę i usługi ITS oraz C-ITS (kooperacyjne inteligentne systemy transportowe) umożliwiające ustanowienie priorytetu dla komunikacji publicznej oraz zapewnienie dynamicznych informacji dla kierowców i pasażerów. Centra zarządzania ruchem powinny współpracować z systemami zarządzania publicznym transportem zbiorowym, z systemami innych zarządców dróg oraz lokalnymi mapami dynamicznymi dla węzłów przesiadkowych.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. rozwoju regionalnego

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. transportu

**Działanie 38. Rozwój zeroemisyjnego transportu publicznego w miastach**

Działanie polega na wspieraniu zrównoważonej mobilności miejskiej m.in. poprzez dofinansowanie przedsięwzięć polegających na obniżeniu poziomu emisji pochodzących z transportu publicznego. Obejmuje to wymianę taboru na bezemisyjny, budowę, przebudowę i modernizację infrastruktury na potrzeby transportu miejskiego oraz digitalizację systemu mobilności w miastach. Programy te realizowane będą przez NFOŚiGW oraz Centrum Unijnych Projektów Transportowych.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. klimatu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. transportu  
minister wł. ds. rozwoju regionalnego  
minister wł. ds. energii  
Centrum Unijnych Projektów Transportowych  
NFOŚiGW

**Działanie 39. Utworzenie stref czystego transportu**

Działanie polega na wyznaczaniu w miastach obszarów, w których ruch pojazdów emisyjnych jest ograniczony. W przypadku miast liczących powyżej 100 tys. mieszkańców, gdzie przekroczone są normy emisji NO<sub>2</sub> w powietrzu, tworzenie stref jest obowiązkowe.

Za wjazd do strefy powinny być wprowadzone opłaty, relatywnie wysokie dla pojazdów wysokoemisyjnych, niższe dla pojazdów niskoemisyjnych i o mniejszej masie. Należy dążyć do systemu, w którym opłaty będą naliczane automatycznie przez system monitoringu, który umożliwi identyfikację pojazdów nieuprawnionych poruszających się po strefie oraz skutecznego egzekwowania prawa. Wpływy z tego źródła powinny być przeznaczone na dofinansowanie transportu zbiorowego w mieście, włącznie z możliwością zapewnienia mieszkańcom darmowego transportu publicznego.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. energii

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu  
minister wł. ds. transportu

**Działanie 40. Instrumenty finansowego wsparcia elektromobilności**

Działanie obejmuje szereg programów finansowego wsparcia rozwoju elektromobilności, w szczególności program dofinansowania do zakupu i leasingu samochodów osobowych, którego celem jest wsparcie zakupu lub leasingu pojazdów elektrycznych przez jak najszersze grono odbiorców.

Mając na uwadze konieczność transformacji sektora przewozów drogowych, celem utrzymania konkurencyjnej pozycji polskich przedsiębiorców na rynku europejskim, wsparciem zostaną objęte pojazdy kategorii N2, N3, budowa infrastruktury ładowania dużych mocy oraz przyłącze elektroenergetyczne niezbędne do zapewnienia zasilania stref ładowania.





**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. energii

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. transportu  
minister wł. ds. klimatu  
NFOŚiGW

**Działanie 41. Instrumenty pozafinansowego wsparcia elektromobilności**

W celu zaadresowania barier związanych z rozwojem elektromobilności należy kontynuować prowadzone działania oraz podjąć kolejne inicjatywy:

1. W celu przezwyciężenia bariery wysokiej ceny zakupu baterijnego samochodu elektrycznego (BEV, ang. *battery electric vehicle*):
  - a. utrzymanie zwolnień z akcyzy dla BEV w stosunku do pojazdów spalinowych,
  - b. utrzymanie preferencyjnych rozwiązań w zakresie amortyzacji dla BEV w stosunku dla pojazdów spalinowych,
  - c. przyjęcie nowych instrumentów polityki fiskalnej, w tym dedykowane rozwiązania dla firm (ulgi, preferencyjne stawki podatków i opłat),
  - d. utrzymanie obowiązujących przywilejów – darmowe parkowanie w strefach płatnego parkowania, możliwość poruszania się buspasami,
2. W celu przezwyciężenia bariery braku infrastruktury do ładowania; konieczności zakupu ładowarki; obawy przed wyczerpaniem akumulatora; obawy przed wolnym ładowaniem; obawy przed kolejkami:
  - a. w budynkach wielorodzinnych i niemieszkalnych:
    - instalacja punktów ładowania w nowych budynkach oraz budynkach poddawanych istotnym remontom (budynki mieszkalne, niemieszkalne, budynki użyteczności publicznej),
    - ułatwienia proceduralne dla instalacji punktów ładowania w budynkach mieszkalnych.
  - b. w publicznej infrastrukturze ładowania:
    - instalacja punktów ładowania w budynkach użyteczności publicznej, punktach usługowych oraz budynkach biurowych,
    - rozwój sieci stref ładowania dużych mocy wzdłuż głównych dróg krajowych i autostrad,
    - umożliwienie i popularyzacja instalacji punktów ładowania przy ulicach (słupki, latarnie),
    - łatwa i przyjazna obsługa – miejsca dostosowane do potrzeb osób z niepełnosprawnościami, płatności *ad hoc* przy użyciu karty/zbliżeniowo, transparentna, polityka cenowa, informacje o stacjach dostępne online, umożliwienie e-roamingu.
3. W celu przezwyciężenia bariery wysokiej ceny energii elektrycznej w ładowarkach:
  - a. utrzymanie e-taryfy dla operatorów punktów ładowania,
  - b. wdrożenie i upowszechnienie systemu kredytów w transporcie,
  - c. wdrożenie rozwiązań umożliwiających inteligentne i dwukierunkowe ładowanie.
4. W celu przezwyciężenia bariery dezinformacji i istnienia mitów:
  - a. kampanie edukacyjne promujące elektromobilność,
  - b. klarowna komunikacja długoterminowych celów polityki transportowej oraz stabilne i przewidywalne ramy prawne.



**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. energii

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. transportu  
minister wł. ds. klimatu  
minister wł. ds. planowania i zagospodarowania  
przestrzennego oraz mieszkalnictwa  
minister wł. ds. finansów publicznych

## Działanie 42. Modernizacja taboru i infrastruktury kolejowej oraz rozbudowa lokalnej i regionalnej infrastruktury kolejowej

Działania mają na celu wspieranie inwestycji w obszarze modernizacji infrastruktury kolejowej, modernizacji taboru do przewozów pasażerskich i towarowych, modernizacji dworców kolejowych. Ponadto wspierane będą inwestycje dotyczące dalszego rozwoju sieci kolejowej, budowy nowych linii kolejowych, inwestycje punktowe, jak np. budowa nowych przystanków, mijanek czy łącznic kolejowych, a także wdrażania systemów zarządzania ruchem kolejowym. Należy też rozbudować infrastrukturę przesiadkową i infrastrukturę dojazdową oraz rozwiązania typu „Park and Ride”, a także udostępniać dane o lokalizacji, dostępności oraz rozkładach i warunkach jazdy, w tym dane dynamiczne poprzez *Krajowy Punkt Dostępu na rzecz usług dynamicznej informacji pasażerskiej*.



### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. rozwoju regionalnego

### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

minister wł. ds. transportu

## Działanie 43. Rozwój transportu intermodalnego

Celem działania jest rozwój transportu intermodalnego poprzez przeniesienie przewozów ciężarowych z dróg (TIRy) na kolej, co zwiększy efektywność transportu, ograniczy negatywny wpływ przewozów drogowych na środowisko oraz znacząco obniży emisję CO<sub>2</sub>.

Terminale intermodalne poza terminalami państwowych spółek kolejowych stanowią głównie inwestycje prywatne. Rozwijają się one z uwzględnieniem dogodnych warunków transportu towarów w poszczególnych lokalizacjach kraju, w tym terminale morskie czy np. Suchy Port Małaszewicze na Nowym Jedwabnym Szlaku.

Terminale otrzymują wsparcie finansowe na rozbudowę infrastruktury liniowej i punktowej w programach ze wsparciem unijnym jak Connecting Europe Facility 2021-2027 (CEF2), Funduszy Europejskich na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021-2027 (FEnIKS), Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO – 2024-2026).

Cyfryzacja transportu intermodalnego w Polsce zmierza do ujednolicenia w zakresie transpozycji rozporządzenia PE i Rady (UE) 2020/1056 z dnia 15 lipca 2020 r. w sprawie elektronicznych informacji dotyczących transportu towarowego (eFTI – ang. *electronic freight transport information*). Platformy te są także wymieniane w pracach nad zmianą projektu dyrektywy PE i Rady, zmieniającej dyrektywę 92/106/EWG (transport kombinowany), dotyczącej w szczególności transportu intermodalnego. Platformy cyfrowe eFTI pozwolą w szczególności na bieżące monitorowanie przewozów intermodalnych w czasie rzeczywistym na różnych gałęziach transportu i służyć mogą do kwalifikacji takiego transportu pod kątem ewentualnych środków wsparcia.

Równolegle powinna być przeprowadzona szeroka akcja informacyjno-promocyjna, podkreślająca zalety i korzyści wynikające z zastosowania transportu intermodalnego, m.in. możliwość pracy kierowców tylko na odcinkach tzw. „ostatniej mili”.

Działanie wymaga również prowadzenia intensywnych prac badawczo-rozwojowych w zakresie np. opracowania i wdrożenia standardu specjalnych wagonów kolejowych, które umożliwią szybki, autonomiczny załadunek i rozładunek naczep ciągników siodłowych lub całych zestawów bez konieczności korzystania z przystosowanych stacji przeładunkowych. Niezbędne jest także opracowanie innych innowacyjnych technologii, które efektywnie wesprą rozwój transportu intermodalnego.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. transportu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE****Działanie 44. Rozwój elektryfikacji drogowych przewozów towarowych (branża TSL)**

Sektor *transportu, spedycji i logistyki* (TSL) odpowiada za 6% polskiego PKB oraz za blisko milion miejsc pracy. Polska branża TSL stanowi nie tylko jeden z kluczowych elementów polskiej gospodarki, ale także fundament europejskich łańcuchów dostaw, realizując aż 20% wszystkich usług logistycznych w Unii Europejskiej. Jej dekarbonizacja, z przejściem na pojazdy zeroemisyjne, jest krytycznie ważnym procesem, który wymaga wsparcia zapewniającego utrzymanie jej konkurencyjności. Biorąc pod uwagę to, że elektryfikacja transportu ciężarowego na świecie i w Europie jest na początkowym etapie, lecz szybko się rozwija, należy podjąć działania uporządkowane według obszarów problemowych:

1. Struktura kosztów korzystna dla ciężarówek elektrycznych:
  - a. Większe zróżnicowanie stawki opłaty elektronicznej zależne od poziomu emisji CO<sub>2</sub> oraz zanieczyszczeń generowanych przez pojazd ciężki, które powinno prowadzić do dalszej systematycznej modernizacji flot, w tym również ich elektryfikacji.
  - b. Zastosowanie preferencyjnej stawki opłaty elektronicznej dla ciężkich pojazdów elektrycznych jako pojazdów mniej zanieczyszczających środowisko naturalne niż pojazdy emisyjne.
  - c. Wprowadzenie preferencyjnych warunków amortyzacji pojazdów elektrycznych.
2. Rozwój infrastruktury:
  - a. Bezterminowe uprawnienie dla pojazdów elektrycznych wykorzystywanych w dystrybucji ostatniej mili (ang. *last-mile*) do korzystania z buspasów w miastach.
  - b. Wprowadzenie ułatwień w zakresie uzyskania zgód na budowę punktów ładowania w ramach istniejących terminali przeładunkowych i obiektów magazynowych oraz usprawnienie procesu uzyskiwania warunków przyłączenia do sieci dla instalacji OZE.
  - c. Większe zróżnicowanie form wsparcia w zakresie dofinansowania do budowy infrastruktury ładowania dedykowanej dla pojazdów ciężkich.
  - d. Zobowiązanie inwestorów do wyposażania obiektów w infrastrukturę ładowania pojazdów elektrycznych, instalację źródeł OZE i magazynów energii wszystkich nowopowstających obiektów logistycznych (w krótszym horyzoncie czasowym) i do modernizacji istniejących (w dłuższym horyzoncie czasowym).
3. Preferencje dla najbardziej innowacyjnych firm:
  - a. Stworzenie systemu, w którym właściciele pojazdów elektrycznych mogliby uzyskać preferencyjne stawki obowiązkowych ubezpieczeń flotowych.
  - b. Zabezpieczenie przez Skarb Państwa instrumentów finansowych dedykowanych dla instytucji finansowych wyłącznie dla produktów finansujących wymianę floty spalinowej na elektryczną z preferencją dla MŚP.
  - c. Utworzenie giełdy uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> dedykowanej sektorowi transportowemu, która umożliwi pionierom sprzedaż nadwyżek uprawnień po cenach rynkowych na rynku – i sfinansowanie kolejnych inwestycji.
4. Dostępność:
  - a. Kampania edukacyjna dla firm z sektora TSL na temat korzyści wynikających z wdrażania rozwiązań niskoemisyjnych.
  - b. Wsparcie dla małych i średnich firm z zakresu wdrażania rozwiązań z zakresu raportowania ESG, monitoringu emisji CO<sub>2</sub> etc.
  - c. Utworzenie kompendium wiedzy dla branży TSL a także uzupełnienie programu szkoleń kierowców o rzetelne informacje o elektromobilności (w tym o dostępnych możliwościach optymalizacji kosztów korzystania z energii elektrycznej do ładowania pojazdów elektrycznych).

w prywatnych instalacjach tj. e-taryfa, umowa z ceną dynamiczną, instalacja OZE, magazyn mocy, informacja o tym, że w przypadku jazdy osobowym pojazdem „po mieście” w 99% przypadków wystarczy ładowanie z prywatnego źródła, informacja o tym, że zasięg zależy też od masy przewożonego ładunku, etc.).

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. transportu  
minister wł. ds. energii

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu  
minister wł. ds. finansów publicznych

**Działanie 45. Zapewnienie dostępności paliw alternatywnych w portach morskich**

Działanie obejmuje rozbudowę infrastruktury paliw alternatywnych w zakresie bunkrowania statków skroplonym gazem ziemnym oraz zasilania statków energią elektryczną w polskich portach leżących na sieci TEN-T. LNG może być dostarczane na statki także za pomocą cystern – w rozporządzeniu AFIR brak jest obowiązku budowy stałej infrastruktury w tym zakresie.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. gospodarki morskiej

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu  
minister wł. ds. transportu  
minister wł. ds. gospodarki surowcami energetycznymi

**Działanie 46. Wdrażanie innowacyjnych technologii w zarządzaniu ruchem statków morskich**

Działanie obejmuje zastosowanie zaawansowanych systemów nawigacyjnych, monitorowania środowiska morskiego, automatyzacji sterowania statkiem oraz wykorzystywanie danych satelitarnych i sensorów do optymalizacji tras i unikania kolizji. To także rozwój komunikacji morskiej i integracja technologii dla zwiększania efektywności i bezpieczeństwa żeglugi. Działanie ma na celu optymalizację transportu morskiego w szczególności oszczędność energii. System powinien uwzględniać preferencje transportowe dla statków bezemisyjnych.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. gospodarki morskiej

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu  
minister wł. ds. transportu

**Działanie 47. Transformacja jednostek pływających w żegludze śródlądowej i przybrzeżnej.**

W ramach działania planowane jest wsparcie na etapie badań, inwestycji i wdrożeń w następujących obszarach:

- Zwiększenia wykorzystania innowacyjnych i niskoemisyjnych technologii w żegludze śródlądowej – w ramach tego obszaru wspierane będą działania polegające na wymianie jednostek napędowych w istniejącej flocie spełniających graniczne wymagania emisyjności spalin oraz promowanie wykorzystania paliw alternatywnych a także budowa innowacyjnych statków przystosowanych do aktualnych warunków nawigacyjnych wyposażonych w niskoemisyjne napędy. Wsparcie finansowe i promocja mogą być realizowane za pomocą środków Funduszu Żeglugi Śródlądowej.
- Wdrażanie napędu elektrycznego w żegludze śródlądowej i przybrzeżnej. O ile elektryfikacja żeglugi dalekomorskiej w oparciu o baterie nie jest jeszcze możliwa, to elektryfikacja żeglugi na bliskie dystanse, zarówno śródlądowej jak i przybrzeżnej już się rozpoczyna i warto, żeby polskie stocznie aktywnie

uczestniczyły w tym procesie. Państwo polskie będzie wspierać badania i inwestycje w tym zakresie, stymulując je zarówno za pomocą wsparcia finansowego jak i zamówień.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. gospodarki morskiej

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**
 minister wł. ds. klimatu  
 minister wł. ds. transportu  
 minister wł. ds. energii

#### Działanie 48. Poprawa infrastruktury portów lotniczych oraz efektywności operacyjnej transportu lotniczego

Działanie ma na celu dostosowanie infrastruktury portów lotniczych do obsługi zwiększającej się liczby pasażerów i operacji lotniczych oraz poprawę skomunikowania regionalnych portów lotniczych z drogową oraz kolejową siecią transportową oraz systematyczne unowocześnianie floty pojazdów w portach lotniczych o pojazdy napędzane energią elektryczną oraz innymi rodzajami paliw alternatywnych takich jak wodór. Ponadto, działanie obejmuje optymalizację korytarzy powietrznych, zwiększenie przepustowości przestrzeni powietrznej, jak również zwiększenie przepustowości dróg kołowania.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. transportu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**
 minister wł. ds. klimatu  
 minister wł. ds. energii

#### Działanie 49. Wdrożenie innowacyjnych rozwiązań w ruchu lotniczym

Działanie ma na celu wdrożenie nowoczesnego systemu zarządzania ruchem lotniczym (ATM, ang. *Air Traffic Management*), pozwalającego na zwiększenie przepustowości przestrzeni powietrznej zarządzanej w ramach systemu ATM, poprawienie wskaźników bezpieczeństwa czy zredukowanie negatywnego wpływu lotnictwa na środowisko naturalne poprzez optymalizację tras. Skutkiem takiej optymalizacji będzie redukcja hałasu oraz zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> i innych substancji szkodliwych do atmosfery, które powstają w wyniku spalania paliwa.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. transportu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu

#### Działanie 50. Dekarbonizacja lotnictwa w zgodzie z priorytetami UE

Działanie ma na celu kontynuację realizacji polityk UE w zakresie osiągnięcia neutralności klimatycznej dla lotnictwa cywilnego w perspektywie do 2050 r. (tzw. LTAG, ang. *long-term global aspirational goal*). Polityki te zostały określone w poszczególnych elementach pakietu legislacyjnego *Fit for 55* i uwzględniają rozwiązania takie jak obowiązek dostarczania oraz wykorzystanie zrównoważonych paliw lotniczych SAF (zgodnie z rozporządzeniem ReFuelEU Aviation), dostarczanie na terenie portu lotniczego energii elektrycznej i klimatyzowanego powietrza do statków powietrznych podczas postoju (zgodnie z rozporządzeniem AFIR oraz rozporządzeniem TEN-T) oraz redukcję darmowych uprawnień do emisji w ramach systemu ETS dla lotnictwa, który powiązano z mechanizmem kompensacji i redukcji emisji CO<sub>2</sub> w lotnictwie międzynarodowym – CORSIA. Mechanizm ten wykorzystuje rynkowe instrumenty polityki

ochrony środowiska w celu skompensowania emisji CO<sub>2</sub>. Operatorzy statków powietrznych są w nim zobowiązani do kupowania kredytów węglowych z rynku emisji CO<sub>2</sub>.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. transportu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**minister wł. ds. klimatu  
minister wł. ds. energii

### Działanie 51. Wsparcie budowy innowacyjnych jednostek transportowych napędzanych wodorem i pochodnymi

Działanie ma na celu wsparcie finansowe rozwoju, budowy i wdrożenia innowacyjnych jednostek transportowych zasilanych wodorem i pochodnymi, obejmujące zarówno prace badawczo-rozwojowe nad nowoczesnymi technologiami napędowymi, jak i inwestycje w infrastrukturę produkcyjną, zasobniki i dystrybutory. Wsparcie ma umożliwić producentom pojazdów i operatorom transportowym testowanie oraz komercjalizację nowoczesnych rozwiązań, które przyczynią się do redukcji emisji w trudnych do dekarbonizacji gałęziach transportu, m.in. w sektorze morskim i lotniczym (eSAF, ang. *electric Sustainable Aviation Fuel*).

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. klimatu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**minister wł. ds. transportu  
minister wł. ds. gospodarki morskiej

### Działanie 52. Zwiększanie wymagań w zakresie emisyjności pojazdów

Działanie polega na stosowaniu klasyfikacji norm Euro określających dopuszczalne poziomy emisji zanieczyszczeń dla samochodów osobowych i lekkich samochodów dostawczych, samochodów ciężarowych, autobusów oraz skuterów i motocykli, stosownie do sukcesywnie zaostrzanych wymagań na poziomie UE. Dla wzmocnienia efektywności tego działania, planowane jest wdrożenie rozwiązań prawnych umożliwiających skuteczne eliminowanie z ruchu drogowego, przez uprawnione służby, pojazdów z uszkodzonymi lub zmanipulowanymi układami oczyszczania spalin jednostek napędowych w pojazdach wykorzystywanych w transporcie drogowym oraz pojazdów z usuniętymi filtrami cząstek stałych (DPF, ang. *diesel particulate filter*).

Działanie to obejmuje również przestrzeganie przez producentów pojazdów unijnych norm emisji CO<sub>2</sub> zarówno z lekkich, jak i ciężkich pojazdów drogowych.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. transportu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu

### Działanie 53. Opłata emisyjna

Opłata emisyjna stanowi obowiązek uiszczenia 80 zł/1000 l przez producentów i importerów paliw silnikowych, podmioty dokonujące nabycia wewnątrzwspólnotowego w rozumieniu przepisów o podatku akcyzowym wprowadzających na rynek krajowy paliw silnikowych w wysokości 80 zł/1000 l (w oparciu o ustawę – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2025 r. poz. 647, z późn. zm.)). 95% opłaty emisyjnej

stanowi przychód Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, a pozostałe 5% tej opłaty – Funduszu rozwoju przewozów autobusowych o charakterze użyteczności publicznej.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. finansów publicznych

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**
 minister wł. ds. gospodarki surowcami  
 energetycznymi  
 minister wł. ds. transportu
**Działanie 54. Rozwój ewidencji infrastruktury paliw alternatywnych**

Działanie polega na rozwoju rejestru zawierającego informacje o współrzędnych ogólnodostępnych stacji gazu ziemnego, wodoru i stacji ładowania, aktualnych cenach paliw alternatywnych oraz dostępności punktów ładowania zainstalowanych w ogólnodostępnych stacjach ładowania.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. energii

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**
 minister wł. ds. transportu  
 minister wł. ds. klimatu  
 minister wł. ds. informatyzacji

## Przemysł

**Działanie 55. Aktualizacja Polskiej Strategii Wodorowej**

Celem działania jest aktualizacja *Polskiej Strategii Wodorowej*. Dokument w szczególności powinien adresować wyzwania, takie jak określenie krajowego potencjału produkcji wodoru odnawialnego, w tym pochodzenia niebiologicznego oraz wodoru niskoemisyjnego, w odniesieniu do specyfiki działania systemu elektroenergetycznego z dużym udziałem OZE, budowę infrastruktury do przesyłu oraz potencjalny import wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego lub jego pochodnych (zielonego amoniaku). Dokument powinien także wskazywać mocne strony Polski, które należy rozwijać oraz identyfikować zagrożenia, które należy mitygować.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. klimatu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**
 minister wł. ds. gospodarki surowcami  
 energetycznymi
**Działanie 56. Instrument finansowy – wsparcie transformacji w przemyśle**

Wsparcie ma polegać na zapewnieniu pomocy finansowej w ustalonej formie, która będzie wspierała produkcję wodoru odnawialnego na wczesnym etapie rozwoju technologii, do momentu uzyskania ekonomii skali i obniżenia cen do poziomu konkurencyjnego rynkowo (m.in. z nośnikami opartymi na paliwach kopalnych). Wsparcie będzie miało na celu zmniejszenie różnicy pomiędzy ceną wodoru odnawialnego i wodoru otrzymywanego z surowców kopalnych, którego produkcja wiąże się z emisją gazów cieplarnianych. Wsparcie ma umożliwić konkurowanie wodoru odnawialnego na rynku wodoru. Mechanizm ma ułatwić zastępowanie wykorzystywanego obecnie głównie w przemyśle wodoru



otrzymywanego z surowców kopalnych, wodorem odnawialnym. Wsparcie będzie przewidziane dla przedsiębiorców zapewniających realizację obligatoryjnych celów klimatycznych dla Polski, wynikających z przepisów unijnych i krajowych. Wsparcie będzie mogło uwzględniać także stosowanie technologii wychwytu i składowania lub utylizacji dwutlenku węgla, których zastosowanie pozwoli na redukcję emisji gazów cieplarnianych w całym cyklu życia wynoszącą co najmniej 70% w stosunku do odpowiednika kopalnego. Instrument wsparcia finansowego nie powinien być jedynym instrumentem stymulującym rozwój rynku.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. klimatu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. gospodarki

### **Działanie 57. Wsparcie budowy mocy wytwórczych do produkcji wodoru odnawialnego (w tym pochodzenia niebiologicznego) i niskoemisyjnego**

Działanie ma na celu rozpoczęcie procesu budowy mocy wytwórczych wodoru niskoemisyjnego, odnawialnego oraz odnawialnego pochodzenia niebiologicznego w Polsce. Aktywność instytucji publicznych powinna koncentrować się na wsparciu budowy mocy wytwórczych, infrastruktury magazynowania i przesyłu, co wpłynie na uruchomienie pierwszych inwestycji w moce produkcyjne. Rozwój tego sektora wymaga odpowiedniego wsparcia regulacyjnego, finansowego i technologicznego, aby skutecznie integrować produkcję niskoemisyjnego i odnawialnego wodoru z infrastrukturą transportową oraz gałęziami przemysłu, które wykazują największe zapotrzebowanie w jego użyciu.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. klimatu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. gospodarki

minister wł. ds. finansów publicznych

### **Działanie 58. Analiza potrzeby budowy i wykorzystania infrastruktury do importu amoniaku lub wodoru, w tym budowy morskiego terminalu portowego do przeładunku amoniaku lub wodoru**

W związku z rosnącym zapotrzebowaniem na wodór odnawialny i amoniak odnawialny, oraz koniecznością realizacji celów RED III, działanie ma na celu ustalenie w jakim zakresie zapotrzebowanie Polski na te odnawialne surowce powinno zostać zaspokojone przez import oraz jakimi drogami i sposobami ten import powinien być zapewniony a także w jaki sposób surowce te powinny być dostarczone do obecnych i przyszłych odbiorców przemysłowych.

Analiza powinna uwzględniać zarówno zapotrzebowanie krajowe na wodór RFNBO potrzebny do realizacji celów dyrektywy RED III, jak i inne uwarunkowania wynikające z polityki klimatycznej UE, lokalizację zakładów przemysłowych objętych celami RED III, powstające nowe zakłady przemysłowe wymagające zasilenia wodorem RFNBO, a także istniejącą i nową infrastrukturę (w tym portową), możliwości jej wykorzystania, rozbudowy i budowy. Analiza powinna także uwzględniać projektowane europejskie korytarze wodorowe (np. Nordic-Baltic Hydrogen Backbone Corridor), i możliwości budowy dedykowanych sieci wodorowych do przesyłu wodoru i płynne przechodzenie od importu i transportu tych surowców od miejsca ich dostarczenia do miejsc ich wykorzystania w okresie do powstania korytarzy wodorowych i wodorowych sieci przesyłowych oraz po ich wybudowaniu (płynne przechodzenie od transportu opartego na środkach innych niż rurociągi do wykorzystania rurociągów). Analiza powinna zawierać dane ilościowe i jakościowe wodoru odnawialnego i amoniaku odnawialnego (część importowa) pozwalające na realizację celów RED III, oraz dalsze etapy dekarbonizacji przemysłu zgodnie z UE i

polskimi celami klimatycznymi, w tym ew. zmienność udziału wodoru i amoniaku w czasie, w imporcie tych surowców dla realizacji celów RED III i klimatycznych długookresowych.

Analiza powinna też uwzględniać liczbę, proponowane lokalizacje i rolę infrastruktury niezbędnej do realizacji importu wodoru odnawialnego i amoniaku odnawialnego np. terminali portowych, w tym także potencjał rozbudowy już istniejących i budowy nowych, oraz wykorzystania środków transportu wodoru do jego odbiorców okresie do postania korytarzy o sieci wodorowych oraz w czasie gdy część transportu, w tym transportu wodoru importowego, będzie realizowana z wykorzystaniem korytarzy i sieci wodorowych.

Analiza powinna także zawierać szacunkowe koszty realizacji poszczególnych elementów inwestycji pozwalających na realizację celów RED III i celów klimatycznych w części importowej.



#### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. klimatu

#### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

minister wł. ds. gospodarki surowcami  
energetycznymi  
minister wł. ds. gospodarki morskiej  
minister wł. ds. transportu

### Działanie 59. Działania wspierające komercyjne projekty CCS i CCU

Działanie obejmuje przygotowanie propozycji finansowego instrumentu wsparcia oraz listy działań – regulacyjnych mających na celu wsparcie szerszego stosowania technologii CCS (ang. *Carbon Capture and Storage*) oraz CCU (ang. *Carbon Capture and Utilization*) redukujących emisje CO<sub>2</sub>, w procesach, w których inne ścieżki dekarbonizacji nie są efektywne lub możliwe do zaimplementowania. Celem instrumentu jest tworzenie działań związanych z:

- Budową strategicznej infrastruktury do transportu i składowania CO<sub>2</sub> (gazociągi, sieć składowisk na lądzie w Polsce).
- Przyspieszeniem działań legislacyjnych, które pozwolą na rozpoczęcie badań geologicznych nad poszukiwaniem i rozpoznawaniem kompleksów podziemnego składowania CO<sub>2</sub> w Polsce (onshore).
- Zainicjowaniem budowy klastrów przemysłowych na potrzeby wspomnianego rozwoju infrastruktury umożliwiającej transport do miejsc składowania, w tym wyznaczenie podmiotów odpowiedzialnych za sieci transportowe CO<sub>2</sub>. Prowadzeniem prac badawczo-rozwojowych oraz projektów pilotażowych.
- Rozpoczęciem ogólnokrajowej kampanii społecznej dot. Działania 37 związanych z rozwojem technologii CCS, mających na celu zwiększenie świadomości społeczeństwa na temat bezpieczeństwa składowania CO<sub>2</sub> na lądzie.



#### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. klimatu

#### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

minister wł. ds. środowiska  
minister wł. ds. gospodarki

### Działanie 60. Działania na rzecz wsparcia dekarbonizacji przemysłu energochłonnego

Działanie dotyczy wsparcia (w tym wsparcie finansowe) przemysłu energochłonnego objętego unijnym systemem handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS) w procesie zwiększenia konkurencyjności i transformacji energetycznej. Aktywność instytucji publicznych powinna koncentrować się na wspieraniu działań zapewniających:

- poprawę efektywności energetycznej procesów produkcyjnych,
- zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w przemyśle,
- budowę własnych źródeł OZE wspartych magazynami energii,
- modernizację, w tym cyfryzację, procesów przemysłowych,
- elektryfikację i zastosowanie niskoemisyjnego wodoru oraz wykorzystanie paliw niskoemisyjnych,
- wdrożenie technologii pozwalających na redukcję emisyjności zarówno energetycznych jak i procesowych, w tym technologii CCS,
- implementację rozwiązań minimalizujących powstawanie odpadów i zużycie surowców zgodnie z zasadami GOZ,
- prowadzenie prac badawczo-rozwojowych, projektów pilotażowych oraz tworzenie innowacji.

Wsparcie dla przemysłu energochłonnego ma na celu zwiększenie dostępu do taniej i czystej energii, elektryfikację i dekarbonizację procesów przemysłowych oraz opracowanie nowych rozwiązań pozwalających na zapewnienie konkurencyjności polskich produktów. Ze względu na złożoność procesów produkcyjnych w przemyśle energochłonnym wspierane powinno być dostosowane do potrzeb poszczególnych sektorów.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. gospodarki

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu  
minister wł. ds. finansów publicznych  
minister wł. ds. rozwoju regionalnego

### Działanie 61. Działania na rzecz wsparcia konkurencyjności i dekarbonizacji przemysłu cementowego

Celem działania jest wspieranie innowacyjnych technologii oraz inwestycji przyczyniających się do modernizacji procesów produkcyjnych oraz redukcji emisji CO<sub>2</sub> w procesie produkcji cementu, przy jednoczesnym zwiększeniu konkurencyjności sektora. Wsparcie powinno być skierowane na działania dotyczące rozwoju innowacyjnych cementów, spoiw i dodatków mineralnych do betonu o obniżonym śladzie węglowym, technologii wychwytu, składowania i wykorzystania dwutlenku węgla (CCUS), a także optymalizacji procesów produkcyjnych w kierunku zwiększania efektywności energetycznej.

Istotnym rozwiązaniem pozwalającym na dekarbonizację oraz uniknięcie opłat w ramach EU ETS jest technologia CCS, której rozwój powinien nastąpić do 2030 r. W celu zapewnienia konkurencyjności branży należy ograniczyć import cementu z krajów, w których jest wytwarzany z wyższym śladem węglowym niż w Polsce. Ważne jest również zapewnienie dostępu do taniej energii elektrycznej z OZE oraz analiza możliwości rewizji taryf przemysłowych i opłat dodatkowych. Na uwagę zasługuje również mechanizm Zielonych Zamówień Publicznych, który powinien nadać pierwszeństwo zakupu niskoemisyjnych produktów. Rekomendowane jest opracowanie szczegółowej strategii z zakresu zapewnienia konkurencyjności i dekarbonizacji przemysłu cementowego wspólnie z przedstawicielami branży.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. gospodarki

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu  
minister wł. ds. środowiska

## Działanie 62. Działania na rzecz wsparcia konkurencyjności i dekarbonizacji przemysłu chemicznego

Celem działania jest wspieranie innowacyjnych rozwiązań technologicznych oraz inwestycji umożliwiających redukcję emisji gazów cieplarnianych. Wsparcie powinno obejmować rozwój i wdrożenie niskoemisyjnych procesów produkcyjnych oraz wykorzystanie niskoemisyjnego i odnawialnego wodoru i technologii CCUS (ang. *Carbon Capture, Utilization and Storage*). Kluczowe jest zwiększenie efektywności energetycznej zakładów chemicznych poprzez modernizację instalacji oraz integrację z OZE. Inicjatywy powinny zakładać wsparcie badań nad nowymi, zrównoważonymi surowcami oraz zachęty dla przedsiębiorstw inwestujących w gospodarkę obiegu zamkniętego. W celu zapewnienia konkurencyjności branży należy ograniczyć import produktów przemysłu chemicznego z krajów, w których jest wytwarzany z wyższym śladem węglowym niż w Polsce. Ważne jest również zapewnienie dostępu do taniej energii elektrycznej z OZE oraz analiza możliwości rewizji taryf przemysłowych i opłat dodatkowych oraz rozwój infrastruktury do importu wodoru i paliw pochodnych m.in. terminale, magazyny i rurociągi.

W zakresie działań dekarbonizacyjnych należy wspierać rozwój zapewnić mocy wytwórczych do produkcji niskoemisyjnego i odnawialnego wodoru z uwzględnieniem specyfiki zapotrzebowania (stały profil, niskie możliwości magazynowania) oraz potencjału produkcji na zmiennym rynku energii biorąc pod uwagę szczegółowe zasady produkcji paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego (RFNBO) określone przez rozporządzenia delegowane UE. Rekomendowane jest opracowanie szczegółowej strategii z zakresu zapewnienia konkurencyjności i dekarbonizacji przemysłu chemicznego wspólnie z przedstawicielami branży.



### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. gospodarki

### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

minister wł. ds. klimatu

minister wł. ds. środowiska

## Działanie 63. Działania na rzecz wsparcia konkurencyjności i dekarbonizacji przemysłu hutniczego i koksowniczego

Celem działania jest wsparcie transformacji przemysłu hutniczego od produkcji opartej na wielkich piecach i tradycyjnym koksie do modeli nisko- i bezemisyjnych, wykorzystujących złom, wodór, energię elektryczną oraz alternatywne reduktory węglowe w kierunku technologii zgodnych z celami klimatycznymi. Transformacja powinna opierać się na krajowych zasobach surowcowych, energetycznych i technologicznych, uwzględniać efektywną produkcję koksu z krajowych węgla koksowych oraz zapewniać utrzymanie konkurencyjności sektora. Kluczowe obszary wsparcia powinny obejmować rozwój i wdrożenie metod produkcji stali, takich jak hutnictwo oparte na elektrycznych piecach łukowych (EAF, ang. *Electric Arc Furnace*) zasilane w jak największym stopniu energią odnawialną, w tym wytwarzaną przez przemysł, oraz działające w oparciu o niskoemisyjny i odnawialny wodór (technologia DRI, ang. *Direct Reduced Iron*). Wsparcie powinno obejmować również modernizację procesów produkcyjnych w celu poprawy efektywności energetycznej i redukcji emisji. Działania powinny przewidywać także finansowanie badań nad nowymi stopami metali oraz obiegiem zamkniętym surowców, a także technologiami przeróbki złomu. Rekomendowane jest opracowanie wspólnie z przedstawicielami branży, szczegółowej strategii transformacji sektora w oparciu o prognozy zapotrzebowania na energię i wodór, procesy modernizacji pieców hutniczych, bilans złomu i surowców wsadowych oraz transformację koksownictwa z uwzględnieniem społecznego wymiaru zmian, w tym ochrony kompetencji przemysłowych.

### PODMIOT WIODĄCY

### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE



minister wł. ds. gospodarki surowcami  
energetycznymi

minister wł. ds. klimatu  
minister wł. ds. gospodarki  
Prezes URE

#### **Działanie 64. Działania na rzecz wsparcia konkurencyjności i dekarbonizacji branż przemysłu**

Celem działania jest wsparcie transformacji przemysłu nieujętych w działaniach: Działanie 61. Działania na rzecz wsparcia konkurencyjności i dekarbonizacji przemysłu cementowego, Działanie 62. Działania na rzecz wsparcia konkurencyjności i dekarbonizacji przemysłu chemicznego, Działanie 63. Działania na rzecz wsparcia konkurencyjności i dekarbonizacji przemysłu hutniczego i koksowniczego obejmując m.in. sektory gazów technicznych, metali nieżelaznych, papierniczego, szklarskiego, wapienniczego, przemysłu szklarniowego, przetwórstwa rolniczego, drukarskiego oraz innych gałęzi przemysłu. Kluczowe obszary wsparcia dotyczą rozwoju produkcji o obniżonym śladzie węglowym, modernizacji procesów produkcyjnych, integracji odnawialnych źródeł energii z infrastrukturą energetyczną zakładów oraz obniżania zużycia energii.

Wsparcie powinno koncentrować się m.in. na zastępowaniu pieców oraz kotłów opalanych paliwami kopalnymi nowoczesnymi urządzeniami elektrycznymi lub hybrydowymi, stosowaniu odnawialnych źródeł ciepła (w tym w przemyśle przetwórczym oraz szklarniach), a także na zastępowaniu gazu ziemnego biometanem oraz niskoemisyjnym lub odnawialnym wodorem.

Istotnym elementem wsparcia będzie rozwój oraz wdrażanie technologii wychwytu, składowania i wykorzystania CO<sub>2</sub> (CCUS) w wymienionych branżach. Niezbędne jest ustalenie odpowiednich ram prawno-regulacyjnych, określenie dostępnych lokalizacji do podziemnego składowania CO<sub>2</sub>, dopuszczenie składowania CO<sub>2</sub> na lądzie, wyznaczenie operatorów przesyłu oraz stworzenie dedykowanych instrumentów finansowych.

Działania powinny obejmować także promocję stosowania surowców i modeli gospodarki o obiegu zamkniętym (GOZ), zwłaszcza poprzez wdrażanie zaawansowanych metod recyklingu, efektywne zagospodarowanie produktów ubocznych i odpadów organicznych oraz minimalizowanie zużycia zasobów naturalnych. Należy również ograniczyć eksport surowców umożliwiających lokalną redukcję emisji.

Kluczowym elementem procesu jest prowadzenie intensywnych prac badawczo-rozwojowych, ukierunkowanych na tworzenie nowych technologii oraz realizację projektów pilotażowych demonstrujących praktyczne zastosowanie opracowanych rozwiązań. Szczególnie w przypadku przemysłu szklarniowego i rolniczego należy skoncentrować się na poprawie efektywności energetycznej oraz oszczędności innych zasobów, takich jak woda. Prace badawczo-rozwojowe powinny prowadzić do wdrożenia technologii znacząco redukujących zapotrzebowanie na energię oraz zasoby naturalne w procesach produkcyjnych.

Istotnym aspektem transformacji jest ochrona rynku krajowego przed importem wyrobów wytwarzanych w krajach, gdzie emisje związane z produkcją są wyższe niż w Polsce, co pozwoli chronić konkurencyjność krajowych producentów. W szczególności, w kontekście strategicznego bezpieczeństwa żywnościowego, konieczne jest zapobieganie importowi tańszych produktów rolnych, takich jak warzywa szklarniowe, z państw nieponoszących kosztów polityki klimatycznej.

Kluczowe dla sukcesu transformacji jest zapewnienie dostępu do taniej i stabilnej energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, oraz analiza możliwości rewizji taryf przemysłowych i opłat dodatkowych.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. gospodarki

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu

minister wł. ds. środowiska

## Rolnictwo

### Działanie 65. Wspieranie działań zastosowania ekologicznych źródeł energii i poprawy efektywności energetycznej w gospodarstwach rolnych w ramach WPR

Działanie polegające na wspieraniu inwestycji związanych z ochroną klimatu podejmowanych przez gospodarstwa rolne poprzez budowę biogazowni rolniczych do 50 kW oraz instalację modułów fotowoltaicznych do 50 kW, a także dofinansowanie do systemów poprawiających efektywność energetyczną budynków gospodarskich służących produkcji rolnej takich jak budowa, przebudowa lub zakup systemów odzyskiwania ciepła, przeszkleń dachowych, oświetlenia LED, a także termomodernizację budynków gospodarskich służących do produkcji rolnej. Działanie ma na celu wzmocnienie adaptacji do zmian klimatu oraz redukcję emisji w gospodarstwach rolnych.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. rolnictwa

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu

### Działanie 66. Stosowanie warunkowości (środowiskowej) w ramach WPR

Warunkowość to grupa zasad składająca się z norm dobrej kultury rolnej (normy GAEC, ang. *Good Agricultural and Environmental Condition of Land*), zgodnej z ochroną środowiska oraz wymogów podstawowych w zakresie zarządzania (wymogi SMR, ang. *Statutory Management Requirements*), których rolnik musi przestrzegać w swoim gospodarstwie, aby otrzymać wsparcie w ramach WPR w pełnej wysokości. To również baza do określenia wymagań dla dodatkowo płatnych, dobrowolnych działań podejmowanych przez rolnika.

Dla celu redukcji emisji GHG oraz zwiększania pochłaniania i ograniczenia emisji w sektorze LULUCF w rolnictwie obecnie najważniejsze są normy:

- GAEC 1 – utrzymywanie trwałych użytków zielonych (TUZ) w oparciu o udział powierzchni TUZ w powierzchni użytków rolnych na poziomie krajowym
- GAEC 2 – ochrona torfowisk i terenów obszarów podmokłych,
- GAEC 6 – wymóg minimalnej pokrywy glebowej w najwrażliwszych okresach oraz oraz
- GAEC 3 – zakaz wypalania użytków rolnych.

System warunkowości wynikający, z przepisów UE obowiązujących obecnie (2025 r.) może w przyszłości ulec zmianie. Polska stosować będzie odpowiednie przepisy UE modyfikując wymogi dla rolnictwa z uwzględnieniem specyfiki sektora i zidentyfikowane potrzeby krajowe.

**PODMIOT WIODĄCY****PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**



minister wł. ds. rolnictwa

minister wł. ds. klimatu  
minister wł. ds. środowiska**Działanie 67. Stosowanie ekoschematów w ramach WPR**

Ekoschematy to grupa interwencji w ramach I filaru WPR promujących praktyki rolnicze korzystne dla środowiska, klimatu i dobrostanu zwierząt. Są to roczne, dobrowolne i dodatkowo płatne praktyki, dostosowane do warunków i potrzeb krajowych, służące ochronie zasobów gleby, wód, klimatu, dobrostanu zwierząt i różnorodności biologicznej w produkcji rolnej. Płatność przyznawana jest do obszaru lub do zwierząt (w przypadku interwencji ekoschematu „Dobrostan zwierząt”).

Dla ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w rolnictwie obecnie największe znaczenie mają ekoschematy: „Rolnictwo węglowe i zarządzanie składnikami odżywczymi” oraz „Integrowana produkcja roślin”. Część praktyk ekoschematu „Rolnictwo węglowe i zarządzanie składnikami odżywczymi” realizuje również cel ograniczenia zanieczyszczeń powietrza, gleb i wód oraz zwiększania pochłaniania i ograniczenia emisji w sektorze LULUCF.

W ramach ekoschematu „Rolnictwo węglowe i zarządzanie składnikami odżywczymi” realizowane są praktyki:

1. Ekstensywne użytkowanie Tuz z obsadą zwierząt – promocja ekstensywnego użytkowania Tuz z zachowaniem odpowiedniej obsady zwierząt
2. Międzyplony ozime lub wsiewki śródplonowe – ochrona gleby przed erozją oraz zwiększanie zawartości węgla organicznego.
3. Opracowanie i przestrzeganie planu nawożenia, wariant podstawowy i wariant z wapnowaniem – promocja stosowania racjonalnego nawożenia opartego na wynikach analizy gleby i działania na rzecz poprawy odczynu gleby.
4. Zróżnicowana struktura upraw – poprawa jakości gleby, odbudowa zawartości materii organicznej oraz zachęcanie do odstępowania od monokultur na gruntach rolnych.
5. Wymieszanie obornika na gruntach ornych w terminie 12 godzin od jego aplikacji – ograniczanie emisji amoniaku poprawa zasobności i właściwości fizycznych gleb.
6. Stosowanie nawozów naturalnych płynnych innymi metodami niż rozbryzgowo – ograniczanie emisji związków azotu i sprzyja lepszemu wykorzystaniu składników z nawozu.
7. Uproszczone systemy uprawy – upowszechnienie konserwujących systemów uprawy gleby, bez stosowania orki przyczyniających się do ograniczenia strat substancji organicznej w glebach.
8. Wymieszanie słomy z glebą – działanie na rzecz zwiększenia retencjonowania węgla w glebach i zwiększania ich żyzności.

Działania na rzecz stosowania racjonalnej agrotechniki, sprzyjającej ograniczeniu emisji gazów cieplarnianych i zwiększaniu zawartości węgla w glebie, mające znaczenie dla utrzymania żyzności gleby i jednocześnie sprzyjające mitygacji i adaptacji do zmian klimatu będą utrzymywane i rozwijane w skali uzależnionej m. in. od kształtu i budżetu przyszłej WPR.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. rolnictwa

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**minister wł. ds. klimatu  
minister wł. ds. środowiska



**Działanie 68. Działania rolno-środowiskowo-klimatyczne w ramach WPR**

Interwencje rolno-środowiskowo-klimatyczne w ramach Planu Strategicznego WPR 2023-2027 oraz Działanie rolno-środowiskowo-klimatyczne w ramach PROW (Program Rozwoju Obszarów Wiejskich) 2014-2020 (kontynuacja wybranych pakietów do marca 2027 r.) polegają na stosowaniu płatności rekompensujących poniesione dodatkowe koszty i utracone dochody rolnikom, którzy dobrowolnie stosują metody produkcji sprzyjające zachowaniu różnorodności biologicznej, krajobrazu oraz zasobów środowiska, przede wszystkim gleby i wody. Do kluczowych praktyk promowanych w ramach płatności rolno-środowiskowo-klimatycznych należą: ekstensyfikacja rolniczego użytkowania łąk i pastwisk (w tym na obszarach Natura 2000), zachowanie starych tradycyjnych sadów, ochrona zasobów genetycznych roślin i zwierząt oraz ochrona bioróżnorodności na gruntach ornych. Wszystkie te praktyki oddziałują korzystnie na klimat. Co do zasady, płatność przyznawana jest do obszaru.

Działania rolno-środowiskowo-klimatyczne zależą od przyszłej legislacji unijnej i krajowej, kształtu i budżetu przyszłej WPR po 2027 r. Polska stosować będzie odpowiednie przepisy UE modyfikując działania dla rolnictwa z uwzględnieniem specyfiki sektora i zidentyfikowanych potrzeb krajowych.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. rolnictwa

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu

minister wł. ds. środowiska

**Działanie 69. Wsparcie w zakresie rolnictwa ekologicznego w ramach WPR**

Systemem zarządzania gospodarstwem i produkcją żywności, łączący praktyki najkorzystniejsze dla środowiska i klimatu, wysoki stopień różnorodności biologicznej, ochronę zasobów naturalnych oraz stosowanie wysokich norm dotyczących dobrostanu zwierząt i produkcji. Działanie polega na wspieraniu dobrowolnych zobowiązań rolników, którzy podejmują się utrzymać lub przejść na praktyki i metody rolnictwa ekologicznego określone w prawodawstwie unijnym i krajowym.

Wsparciem w ramach interwencji obecnie objęte są następujące grupy upraw: rolnicze, warzywne, zielarskie, sadownicze podstawowe, jagodowe, sadownicze ekstensywne, paszowe oraz trwale użytki zielone. Płatność odnosi się do obszaru. Dodatkowo stosowana jest premia dla gospodarstw prowadzących zrównoważoną produkcję roślinno-zwierzęcą, tj. posiadających zwierzęta w obsadzie od 0,3 DJP/ha do 1,5 DJP/ha wszystkich użytków rolnych w gospodarstwie.

Działanie w zakresie wsparcia rolnictwa ekologicznego będzie modyfikowane w zależności od przyszłej legislacji unijnej i krajowej. Polska stosować będzie odpowiednie przepisy UE modyfikując działania dla rolnictwa z uwzględnieniem specyfiki sektora i zidentyfikowanych potrzeb krajowych.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. rolnictwa

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu

minister wł. ds. środowiska

**Działanie 70. Interwencje leśne i zadrzewieniowe w ramach WPR**

Grupa interwencji w ramach II filaru WPR, w ramach, których można otrzymać wsparcie na: zalesianie gruntów rolnych, tworzenie zadrzewień śródpolnych, zakładanie systemów rolno-leśnych oraz zwiększanie bioróżnorodności lasów prywatnych. Jednocześnie w ramach WPR przyznawana jest pomoc

na kontynuację zobowiązań dotyczących zalesień podjętych w ramach Planu Rozwoju Obszarów Wiejskich 2004-2006 oraz Programu Rozwoju Obszarów Wiejskich (PROW) 2007-2013 i 2014-2020. Działania leśne i zadrzewieniowe przyczyniają się do sekwestracji dwutlenku węgla, a tym samym do łagodzenia zmian klimatu. Mają również korzystny wpływ na gleby i warunki wodne poprzez m.in. zapobieganie erozji i zwiększenie retencji na obszarach wiejskich. Pełnią także ważne funkcje w zakresie ochrony bioróżnorodności i wzbogacania krajobrazu. Stanowią istotny element przeciwdziałania skutkom suszy, ograniczając straty wody z gleby oraz przyczyniając się do zmniejszenia spływu powierzchniowego wód.

Działanie w zakresie interwencji leśnych i zadrzewieniowych będą modyfikowane w zależności od przyszłej legislacji unijnej i krajowej. Polska stosować będzie odpowiednie przepisy UE modyfikując działania dla rolnictwa z uwzględnieniem specyfiki sektora i zidentyfikowanych potrzeb krajowych.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. rolnictwa

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. środowiska

minister wł. ds. klimatu

**Działanie 71. Wsparcie rozwoju biogazowni rolniczych**

Działanie polega na zapewnieniu warunków uruchomienia biogazowni rolniczych przez podmioty prywatne, w tym m.in.: przygotowanie regulacji, rozwój zasobów ludzkich, instrumenty finansowe, budowanie świadomości, wydawanie zgód środowiskowych.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. klimatu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. rolnictwa

**Działanie 72. Instrument finansowy – Program NFOŚiGW „Energia dla wsi”**

Program obejmuje obecnie wsparcie inwestycji dotyczących budowy: elektrowni wodnych, instalacji wytwarzania energii z biogazu rolniczego w warunkach wysokosprawnej kogeneracji oraz magazynów energii. Beneficjentami mogą być spółdzielnie energetyczne i jej członkowie będący przedsiębiorcami, a także rolnicy.

**PODMIOT WIODĄCY**

NFOŚiGW

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. rolnictwa

minister wł. ds. klimatu

**Działanie 73. Ograniczenie marnotrawstwa żywności**

Działanie polega na wspieraniu rozwiązań redukujących marnowanie żywności na każdym etapie łańcucha jej produkcji, co pozwoli ograniczyć wpływ produkcji żywności na emisje, ponieważ wytworzenie i przechowywanie każdej partii żywności pociąga za sobą obecnie określone emisje GHG. Wdrażane będą zarówno działania legislacyjne jak i edukacyjne, w szczególności:

1. Ustawa z dnia 19 lipca 2019 r o przeciwdziałaniu marnowaniu żywności (Dz. U. z 2020 r, poz. 1645) zostanie znowelizowana tak, aby doprecyzować niejasności dotyczące definicji marnowania żywności i możliwości przekazywania żywności na cele charytatywne.
2. Prowadzone będą kampanie uświadamiające i edukujące o możliwości redukcji marnotrawstwa żywności, w tym dotyczące mądrego planowania zakupów i właściwego przechowywania żywności.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. rolnictwa

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu

#### Działanie 74. Kształtowania postaw proekologicznych przyszłych rolników i producentów żywności.

Rolnictwo ukierunkowane na zapewnienie bezpieczeństwa żywnościowego, zaopatrzone w energię z OZE produkowaną na terenach wiejskich powinno jednocześnie wdrażać praktyki adaptacyjne do zmiany klimatu oraz praktyki mitygacyjne. Takie podejście nie tylko zwiększy odporność sektora rolnego, ale także będzie działać synergicznie na rzecz przeciwdziałania zmianie klimatu. Zwiększy konkurencyjność polskiego rolnictwa poprzez redukcję śladu węglowego żywności i innych produktów rolnictwa.

Działanie polega na weryfikacji programów nauczania uczniów i studentów pod kątem wprowadzania rozwiązań w uprawie roli, hodowli i przetwórstwie służących ochronie klimatu i adaptacji do jego zmian przy jednoczesnym zapewnieniu ochrony różnorodności biologicznej i usług ekosystemów oraz produkcji wysokiej jakości żywności. Aby te treści docierały do przyszłych rolników i producentów żywności ważnym jest położenie nacisku na ww. zagadnienia w szkoleniu akademickim, ponadpodstawowym, podyplomowym i dostosowawczym nauczycieli przedmiotów rolniczych.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. rolnictwa

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu

#### Działanie 75. Wprowadzenie systemu certyfikacji pochłaniania dwutlenku węgla i redukcji emisji z gleb użytkowanych rolniczo

Działanie polega na przygotowaniu mechanizmów legislacyjnych do wprowadzenia systemu certyfikowanych kredytów węglowych w rolnictwie. Możliwość uzyskania dodatkowego dochodu ze sprzedaży certyfikowanych jednostek pochłaniania/redukcji emisji będzie dodatkowym impulsem do podjęcia przez rolników praktyk rolnictwa węglowego. Praktyki takie sprzyjają zwiększeniu sekwestracji dwutlenku węgla w glebach użytkowanych rolniczo oraz w biomasie, a także przyczyniają się do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych z gleb (np. emisji podtlenku azotu wynikających ze stosowania nawożenia).

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. rolnictwa

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu

## Działanie 76. Racjonalizacja nawożenia

Racjonalizacja nawożenia obejmuje przede wszystkim następujące obszary: program azotanowy, zakaz stosowania mocznika w formie granulowanej z wyłączeniem stosowania mocznika w formie granulowanej zawierającego inhibitor ureazy albo otoczkę biodegradowalną oraz działania związane z regulacją odczynu gleby (zabiegi wapnowania). Działania te są wdrażane w oparciu o regulacje prawne (ustawa – Prawo wodne<sup>152</sup> i rozporządzenia wydawane na podstawie art. 106 tej ustawy (tzw. program azotanowy), ustawa o nawozach i nawożeniu<sup>153</sup>).

Aktualnie z uwagi na obserwowane anomalie pogodowe istotnym jest dostosowywanie zasad w ramach wymogów prawnych do zmieniającego się klimatu oraz potrzeb pokarmowych roślin. W obszarze nawożenia obszar ten obejmuje przede wszystkim terminy stosowania nawozów, dawki nawożenia oraz techniki nawożenia. Zachowanie zdolności produkcyjnych, niezbędnych dla bezpieczeństwa żywnościowego przy jednoczesnej dbałości o środowisko, wymaga zapewnienia m.in. opłacalności produkcji, dbałości o żyzność gleb i przestrzeń dla produkcji rolniczej.

### 1. Program azotanowy

Minister właściwy do spraw gospodarki wodnej został zobowiązany ustawą z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne do opracowania programu działań, którego podstawowym celem jest zmniejszanie zanieczyszczenia wód azotanami pochodzącymi ze źródeł rolniczych m.in. spowodowanego nawożeniem użytków rolnych nawozami zawierającymi w składzie azot oraz zapobieganie dalszym zanieczyszczeniom tego rodzaju. W związku z tym w 2017 r. został przyjęty pierwszy *Program działań mających na celu zmniejszenie zanieczyszczenia wód azotanami pochodzącymi ze źródeł rolniczych oraz zapobieganie dalszemu zanieczyszczeniu* (tzw. Program azotanowy), który podlegał przeglądowi. Obecnie obowiązuje nowy, zaktualizowany Program, który wszedł w życie w lutym 2023 r. Najważniejszymi działaniami określonymi w Programie są:

- ustalenie warunków rolniczego wykorzystania nawozów azotowych w pobliżu wód, na terenach o dużym nachyleniu, a także na glebach zamrzniętych, zalanych wodą lub przykrytych śniegiem;
- wprowadzenie terminów, w których dozwolone jest rolnicze wykorzystanie nawozów;
- określenie warunków przechowywania nawozów naturalnych oraz postępowania z odciekami;
- ustalenie sposobu obliczania rocznej dawki nawozów naturalnych zawierającej nie więcej niż 170 kg N/ha;
- wprowadzenie obowiązku opracowywania planu nawożenia azotem poszczególnych roślin.

Wprowadzone zmiany w szczególności dotyczą:

- a. Zastosowania elastycznego wiosennego terminu nawożenia;
- b. Aktualizacji wskaźników produkcji nawozów naturalnych i zawartego w nich azotu;
- c. Sposobu obliczania maksymalnych dawek nawozów azotowych;
- d. Dodania równoważników nawozowych dla ścieków przeznaczonych do rolniczego wykorzystania i komunalnych osadów ściekowych.

Wszystkie gospodarstwa mają obowiązek przestrzegania zasad dotyczących:

- a. Dopuszczalnej dawki nawozów naturalnych na poziomie nie wyższym niż 170 kg azotu w czystym składniku na 1 ha użytków rolnych na rok;
- b. Obowiązkowych odległości od zbiorników wodnych;
- c. Terminów nawożenia;
- d. Składowania nawozów naturalnych;
- e. Przechowywania dokumentacji związanej z realizacją Programu działań.

<sup>152</sup> Ustawa z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne (Dz. U. z 2025 r. poz. 960, z późn. zm.)

<sup>153</sup> Ustawa z dnia 10 lipca 2007 r. o nawozach i nawożeniu (Dz.U. z 2024 r. poz. 105)

Natomiast gospodarstwa średnie i duże mają dodatkowe obowiązki, jak np. prowadzenie ewidencji zabiegów agrotechnicznych związanych z nawożeniem azotem czy opracowanie planu nawożenia azotem.

2. *Zakaz stosowania mocznika w formie granulowanej bez inhibitora ureazy albo bez otoczki biodegradowalnej*

W 2020 r. na mocy nowelizacji ustawy o nawozach i nawożeniu oraz ustawy o Państwowej Inspekcji Ochrony Roślin i Nasiennictwa<sup>154</sup> wprowadzono zakaz stosowania mocznika w formie granulowanej bez inhibitora ureazy albo bez otoczki biodegradowalnej. Zakaz ten obowiązuje od dnia 1 sierpnia 2021 r. Rozwiązanie to przyczynia się do zwiększenia efektywności nawożenia oraz ochrony powietrza.

3. *Działania związane z regulacją odczynu gleby*

Zabieg wapnowania gleb jest ważnym czynnikiem kształtującym jakość i bezpieczeństwo środowiska przyrodniczego na tle specyficznych uwarunkowań glebowo-klimatycznych. W latach 2019–2023 NFOŚiGW prowadził „Ogólnopolski programu regeneracji środowiskowej gleb poprzez ich wapnowanie”, którego celem było wsparcie działań regeneracyjnych gleb zakwaszonych w wyniku oddziaływania czynników antropogenicznych. Dopłaty do wapnowania gleby cieszyły się dużym zainteresowaniem rolników. Przełożyło się to nie tylko na liczbę złożonych wniosków, ale także na wzrost zużycia nawozów wapniowych. Kontynuacją wsparcia odkwaszania gleb w Polsce jest ekoschemat „Rolnictwo węglowe i zarządzanie składnikami odżywczymi”, realizowany w ramach PS WPR 2023-2027, który obejmuje m.in. praktykę „Opracowanie i przestrzeganie planu nawożenia w wariacie z wapnowaniem”. Celem praktyki jest przeciwdziałanie zakwaszeniu gleb.

Działania w ramach racjonalizacji stosowania nawozów będą kontynuowane i rozwijane. Oprócz powyższych działań, wdrażanych w oparciu o regulacje prawne, rozwijane będą następujące **działania o charakterze upowszechnieniowym**:

1. *Upowszechnianie narzędzi do planowania nawożenia np. INTER-NAW.*

INTER-NAW to bezpłatny ogólnodostępny interaktywny system wspierania decyzji agrochemicznych. Służy do opracowania kompleksowego planu nawożenia azotem, fosforem, potasem, magnezem, mikroelementami oraz wapnowania gleb. Dawki nawozów mineralnych oblicza zgodnie z zasadami zrównoważonego nawożenia tj. uwzględniając wymagania pokarmowe roślin uprawnych oraz dostępność składników pokarmowych z innych źródeł (nawozy naturalne, organiczne, resztki poźniwne i in.).

Dostępny jest dla wszystkich zainteresowanych rolników. Rolnik może korzystać z INTER-NAW samodzielnie, generując niezbędne dane (dawki, plan nawożenia, bilans N) lub z udziałem doradcy.

INTER-NAW jest zgodny z przepisami programu azotanowego, dlatego może ułatwić rolnikom posługiwanie się wygenerowanymi dokumentami w instytucjach kontrolnych i płatniczych.

Program INTER-NAW dostępny jest w wersji mobilnej do pobrania na stronie Krajowej Stacji Chemiczno-Rolniczej w Warszawie ([link](#)).

2. *Zachęcanie do badania gleb i składu nawozów naturalnych*

Badania fizykochemiczne i chemiczne gleby służą ustalaniu dawek składników mineralnych w uprawie roślin w gospodarstwie rolnym. Są ważnym elementem w podejmowaniu decyzji agrotechnicznych, głównie związanych z regulacją odczynu gleby oraz dostarczaniem niezbędnych makro- i mikroelementów roślinom w uprawach polowych, na TUZ i w uprawach ogrodnich. Stanowią element zrównoważonej gospodarki nawozowej i optymalizacji zużycia nawozów.

<sup>154</sup> Ustawa z dnia 7 maja 2020 r. o zmianie ustawy o nawozach i nawożeniu oraz ustawy o Państwowej Inspekcji Ochrony Roślin i Nasiennictwa (Dz.U. . poz. 1069).

Agrochemiczną obsługę rolnictwa, tj. od pobierania próbek, organizacji badań agrochemicznych po udostępnianie wyników badań i doradztwo w sprawach nawożenia, realizują w Polsce Okręgowe Stacje Chemiczno-Rolnicze. W Stacjach można wykonać badania gleb, roślin, nawozów (w tym nawozów naturalnych), środków wspomagających uprawę roślin, produktów pofermentacyjnych i produktów nawozowych.

### 3. *Zachęcanie rolników do precyzyjnego nawożenia.*

Rolnictwo precyzyjne to dopasowanie terminów i dawek wysiewu nawozów oraz wody do potrzeb uprawianych roślin, warunków glebowych i przebiegu pogody na podstawie np. map przestrzennych i pomiarów. Typowym jego elementem jest wykorzystywanie mapy zasobności gleby w NPK i dopasowanie do niej dawek nawozów. Zwykle opera się na statycznych danych np. strefowaniu za pomocą teledetekcji wspartemu pomiarami laboratoryjnymi zasobności gleby wykonywanymi raz w roku.

Nawożenie precyzyjne jest skutecznym sposobem ograniczania strat składników odżywczych/pokarmowych, w tym azotu. Polega ono na stosowaniu zróżnicowanych dawek nawozów w obrębie jednego pola. W nawożeniu precyzyjnym wykorzystuje się specjalne urządzenia, które na bieżąco analizują stan odżywienia roślin i pozwalają dostosować dawkę nawozu do zapotrzebowania np. na azot.

Precyzyjne nawożenie zapewnia lepsze wyrównanie łanu i sprzyja uzyskiwaniu wyższych plonów roślin uprawnych. Precyzyjne nawożenie ogranicza zużycie nawozów i emisję np. azotu do środowiska.

### 4. *Zachęcanie do przetwarzania nawozów naturalnych.*

Ponowne wykorzystanie składników odżywczych z nawozów naturalnych jest ważne dla zapewnienia bezpieczeństwa żywnościowego. Odzyskiwanie azotu z nawozów naturalnych jako element systemów gospodarowania tymi nawozami, umożliwiłoby postęp w kierunku gospodarki o obiegu zamkniętym.

RENURE (ang. REcovered Nitrogen from manURE, azot odzyskany z nawozów naturalnych) – nowa grupa nawozów zaproponowana przez Komisję Europejską, zawierająca azot w pełni lub częściowo uzyskany z nawozu zwierzęcego w procesie jego przetwarzania. Odzyskany azot może być wykorzystany do zastąpienia części obecnej produkcji syntetycznych nawozów mineralnych, co znacznie zmniejszyłoby emisję CO<sub>2</sub> związaną szczególnie z produkcją mineralnych nawozów azotowych.

### 5. *Prowadzenie przez właściwe jednostki doradztwa szkoleń w zakresie racjonalnego nawożenia.*

Zgodnie z postanowieniami ustawy o jednostkach doradztwa rolniczego<sup>155</sup>, ośrodki wojewódzkie doradztwa rolniczego, w ramach zadań z zakresu doradztwa rolniczego, prowadzą szkolenia dla rolników i innych mieszkańców obszarów wiejskich, m.in. w zakresie zaleceń zawartych w zbiorze zaleceń dobrej praktyki rolniczej.

Zbiór zaleceń dobrej praktyki rolniczej to przygotowany w związku z wymaganiami art. 103 ustawy – Prawo wodne zbiór praktyk rolniczych do dobrowolnego stosowania, zawierający m.in. wskazówki dotyczące racjonalnego stosowania nawozów, czy bezpiecznego dla środowiska przechowywania nawozów naturalnych.

### 6. *Rozwój badań nad wykorzystaniem dronów w nawożeniu.*

Najważniejszym celem wykorzystywania dronów rolniczych jest zwiększenie wydajności i efektywności stosowanych środków produkcji, w tym nawozów. Ich wykorzystanie to sposób na

<sup>155</sup> Ustawa z dnia 22 października 2004 r. o jednostkach doradztwa rolniczego (Dz.U. z 2024 r. poz. 76)

dokładniejsze, bardziej precyzyjne monitorowanie stanu upraw i podejmowanie decyzji w oparciu o szczegółowe dane.

Zastosowanie dronów w uprawach roślin ma ogromne znaczenie dla rolnictwa. Dzięki nim gospodarstwo może ograniczać koszty uprawy przy jednoczesnym zwiększeniu plonów, a co za tym idzie, także i zysku. Drony zyskują na popularności wraz z rozwojem rolnictwa precyzyjnego, szczególnie jako urządzenia do dostarczania informacji o stanie upraw, dzięki lotom z zamontowanymi na nich kamerami multispektralnymi. Ma to ogromne znaczenie w kontekście ograniczenia zużycia nawozów, co jest możliwe dzięki technologii zmiennego dawkowania (ang. VRA, *variable rate application*). Wykorzystuje ona badania oceny zasobności gleb w miejscach uprawy z zastosowaniem metod teledetekcji, czyli pomiarów światła odbitego od roślin. Na ich podstawie można ocenić wielkość biomasy, kondycję upraw czy prognozę plonów.



#### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. rolnictwa

#### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

minister wł. ds. środowiska

minister wł. ds. klimatu

## Leśnictwo, LULUCF

### Działanie 77. Przygotowanie planów gospodarowania zasobami wodnymi w lasach

Działanie obejmuje kształtowanie ekologicznych, produkcyjnych i społecznych funkcji lasu na poziomie nadleśnictw przez: zachowanie naturalnych warunków wodnych niezbędnych w rozwoju potencjalnego zespołu leśnego (regulacje warunków wodnych), zwiększanie zasobów wodnych (przedsięwzięcia retencyjne oraz spowalniające odpływ wód ze zlewni), co znacząco wpływa na poprawę warunków produkcji leśnej, różnorodność biologiczną oraz sprzyja adaptacji lasu do prognozowanych zmian klimatu. Sprzyja to także łagodzeniu wpływu ekstremalnych zjawisk atmosferycznych, tj. susz i powodzi na lasy.

Proponowane działanie obejmuje następujące poddziałania:

1. Przygotowanie planów gospodarowania zasobami wodnymi dla lasów w Polsce – do 2030 r.
2. Stworzenie regulacji obligujących do analizy i sporządzenia Planu Gospodarowania Zasobami Wodnymi (dalej: PGZW) w oparciu o:
  - a) analizę obszaru wymagającą opracowania PGZW w lasach,
  - b) przewidywane zmiany w gospodarowaniu lasem zgodnie z planem urządzenia lasu i innymi planami, w tym dla obszarów chronionych,
  - c) prognozowane zagrożenia wynikające ze zmiany klimatu,
  - d) planowaną działalność człowieka mogącą mieć wpływ na zasoby wodne.
  - e) PGZW w lasach obligatoryjnie powinien być sporządzany w skali zlewni rzecznej i/lub zlewni zależnych hydrologicznie oraz powiązany z celami i działaniami przewidzianymi w planach gospodarowania wodami w regionie lub dorzeczu.
3. Uwzględnienie ustaleń PGZW w lasach w planach urządzenia lasu i w innych planach, w tym dla obszarów chronionych dla każdego z 429 nadleśnictw w Polsce – w ramach bieżącej aktualizacji planów urządzania lasów i innych planów, najpóźniej od 2031 r.



4. Przegląd i ewentualna nowelizacja rozporządzenia ws. dobrych praktyk leśnych oraz dokumentów wewnętrznych Lasów Państwowych (np. Instrukcja Urządzania Lasu, Zasady Hodowli Lasu) w celu pełnej integracji z wymogami prawa UE oraz współczesnymi wynikami badań naukowych i doświadczeń praktyki w zakresie ochrony zasobów wody w lasach - w okresie do 2027 r. oraz cyklicznie co 5 lat.
5. Wdrożenie systemu monitoringu oraz bieżące monitorowanie zjawisk hydrologicznych w lasach, powiązane z krajowym monitoringiem wód powierzchniowych i podziemnych, jako narzędzie wspomagające podejmowanie decyzji w zakresie zarządzania wodą w lesie.
6. Audyt efektów wprowadzonych działań z zakresu zarządzania zasobami wodnymi w lasach – w okresie 2035 r. oraz cyklicznie co 5 lat, wraz z obowiązkiem aktualizacji w celu optymalizacji PGZW.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. środowiska

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**minister wł. ds. gospodarki wodnej  
PGL Lasy Państwowe

### Działanie 78. Określanie celów i zasad prowadzenia trwale zrównoważonej gospodarki leśnej

Działanie to oznacza konieczność sporządzania planów urządzenia lasu oraz uproszczonych planów urządzenia lasu w sposób, w którym nadrzędnym celem będzie podnoszenie trwałości i stabilności lasu, m.in. poprzez adaptację do zmiany klimatu. W obszarach, na których warunki na to pozwolą, będzie się wzmacniać zasoby leśne i ich udział w globalnym bilansie węgla, które zapewnią pożądaną ilość i jakość zasobów leśnych w horyzoncie średnio- i długookresowym. Należy dążyć do pożądanego poziomu zapasu zasobów leśnych ze względów ekonomicznych, ekologicznych i społecznych oraz cele szczegółowe zwiększania lesistości w kierunku osiągnięcia wskaźnika co najmniej średniej EU, a docelowo do 2040 r. do wartości ją przewyższającej.

Proponowane działanie obejmuje następujące poddziałania:

1. Identyfikację i oznaczenie rusztu ekologicznego lasów wszystkich form własności, w oparciu o lasy z wiodącą funkcją ochrony przyrody (formy ochrony przyrody, siedliska przyrodnicze, postępowanie wynikające z przepisów ochrony przyrody).
2. Identyfikację i oznaczenie lasów o zagrożonej stabilności – podział gospodarczy lasów z wyróżnieniem gospodarstwa lasów niestabilnych, wraz z oceną stabilności każdego drzewostanu.
3. Na obszarach, które nie zostały wyróżnione powyżej, planowanie podziału na lasy o wiodącej funkcji społecznej i gospodarczej.
4. Należy przeprowadzić przegląd przepisów i stworzyć adekwatne ramy prawne, które umożliwią ujęcie w planach urządzenia lasu i uproszczonych planach urządzenia lasu zagadnień związanych ze wzmocnieniem funkcji przyrodniczych i społecznych lasów, jak również zmianą klimatu, w szczególności związanych ze wzmacnianiem stabilności, odporności oraz adaptacji lasów do zmiany klimatu. Nowa struktura planów ma zawierać elementy związane z trwałością lasu jako ekosystemu, pełnienia funkcji środowiskowych oraz magazynowaniem węgla w ekosystemach leśnych. Konieczne będzie uwzględnienie w planach działań związanych z adaptacją lasów do zmiany klimatu – w szczególności poprzez zadania związane z odbudową zasobów wodnych, wyłączeniem z użytkowania lasów na siedliskach bagiennych i wzdłuż cieków wodnych, czy modyfikacje stosowanych praktyk gospodarki leśnej w kierunku leśnictwa bliższego naturze w celu tworzenia stabilnych i bardziej odpornych na zmiany klimatu drzewostanów.
5. Należy znowelizować przepisy w celu zapewnienia weryfikacji i korygowania działań zawartych w planach urządzenia lasu i uproszczonych planach urządzenia lasu przez organy ochrony

środowiska – zastąpienie opiniowania projektów PUL i UPUL przez ich uzgadnianie przez organy ochrony środowiska, tj. RDOŚ i GDOŚ - w okresie do 2026 r.

6. Ponadto, należy znowelizować obowiązujące przepisy w celu zapewnienia dostępu do wymiaru sprawiedliwości w sprawach dotyczących ustanawiania PUL (możliwość zaskarżania do sądu) oraz zapewnienia większego wpływu na działania zawarte w planach urządzenia lasu przez właściwe organy ochrony środowiska.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. środowiska

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

PGL Lasy Państwowe

**Działanie 79. Prowadzenie gospodarki nasiennej w leśnictwie**

Działanie ma na celu rozszerzanie zasięgów najlepszych populacji drzew z regionów pochodzenia odznaczających się dużymi zdolnościami adaptacji do zmieniających się warunków środowiska i przez to zwiększenie przeżywalności drzew w zmieniającym się klimacie. Kluczem doboru populacji drzew powinna być nie tylko produktywność drzewostanu, ale także zdolności adaptacyjne do zmian klimatu.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. środowiska

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

PGL Lasy Państwowe

**Działanie 80. Zwiększenie pochłaniania i magazynowania CO<sub>2</sub> w lasach**

Proponowane działanie obejmuje następujące poddziałania:

- a) **Wzmocnienie funkcji przyrodniczych i społecznych lasów** mających największe znaczenie z punktu widzenia ochrony różnorodności biologicznej oraz wysoki potencjał w zakresie trwałego magazynowania węgla w ekosystemach leśnych na gruntach Skarbu Państwa zarządzanych przez PGL Lasy Państwowe, zgodnie z celami kierunkowymi określonymi w ramach Ogólnopolskiej Narady o Lasach, na poniżej wyznaczonym odsetku powierzchni leśnej w Lasach Państwowych.

| Wyszczególnienie                                                                               | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
| Lasy o wiodącej funkcji przyrodniczej i społecznej                                             | 8%   | 12%  | 16%  | 20%  | 20%  | 20%  | 20%  |
| w tym: lasy objęte ochroną ścisłą w rozumieniu Unijnej strategii ochrony bioróżnorodności 2030 | b.d. | 9%   | 10%  | 11%  | 12%  | 13%  | 14%  |

- b) **Wprowadzenie ram prawnych umożliwiających trwałe wzmocnienie funkcji przyrodniczych i społecznych 20% obszarów leśnych**, łącznie z wyłączeniem części lasów z funkcji pozyskania drewna, w szczególności lasów o wysokiej wartości przyrodniczej oraz wysokim potencjale w zakresie trwałego magazynowania węgla w ekosystemach leśnych, w tym obszarów wytypowanych w ramach Ogólnopolskiej Narady o Lasach – w okresie do 2027 r.
- c) **Stopniowe obniżenie poziomu pozyskania drewna**, w tym poprzez wyłączenie części lasów z funkcji pozyskania drewna, w lasach cennych przyrodniczo o wysokim potencjale magazynowania CO<sub>2</sub>,

z uwzględnieniem potencjału pochłaniania oraz zdolności magazynowania węgla w ekosystemach leśnych oraz dostosowania do krajowych i unijnych zobowiązań, m.in. wynikających z Rozporządzenia (UE) 2018/841 – w okresie najpóźniej do 2030 r.

- d) Do czasu ustanowienia ram prawnych dla trwałego wzmocnienia funkcji przyrodniczych i społecznych lasów, **czasowe wyłączenie lub ograniczenie funkcji pozyskania drewna dla wybranych obszarów leśnych – priorytetowo lasów naturalnych i starolasów**, z uwagi m.in. na fakt, że magazynują największe ilości węgla na jednostkę powierzchni. Obszary te powinny być objęte priorytetowym monitoringiem i ochroną, z możliwością późniejszego dostosowania zakresu modyfikacji lub rezygnacji w zakresie pozyskania drewna.
- e) **Ewolucja praktyk leśnych** na pozostałych terenach leśnych, z naciskiem na ochronę gleby leśnej i poszycia. Znaczące zwiększenie skali odnowień naturalnych. Istotne ograniczenie rębni zupełnych oraz orki gleby, w tym ich wyeliminowanie (poza uzasadnionymi przypadkami) w lasach o dominującej funkcji społecznej i przyrodniczej. Eliminacja głębokiej orki oraz dążenie do ograniczenia orki na terenach obszarowych form ochrony przyrody. Intensyfikacja działań na rzecz przeciwdziałania erozji gleby, w tym poprzez wprowadzenie zabudowy przeciwerozyjnej oraz optymalizację sieci szlaków zrywkowych w lasach.

Realizacja wszelkich działań w sektorze leśnym powinna być oparta na regularnym monitoringu stanu lasów i aktualizacji danych dotyczących ich roli w pochłanianiu CO<sub>2</sub>. Konieczne jest zachowanie równowagi między łagodzeniem zmiany klimatu, adaptacją do zmiany klimatu, funkcją produkcyjną oraz oczekiwaniami społecznymi odnośnie do lasów. Należy również unikać działań, które mogłyby prowadzić do destabilizacji ekosystemów leśnych. Wskazane jest podejście zrównoważone, uwzględniające potrzeby przebudowy lasów i zwiększenia ich odporności na skutki zmian klimatu.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. środowiska

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**minister wł. ds. klimatu  
PGL Lasy Państwowe**Działanie 81. Certyfikacja i handel jednostkami CO<sub>2</sub> w sektorze leśnym**

Działanie będzie polegać na aktywnym uczestnictwie w dobrowolnym rynku handlu jednostkami CO<sub>2</sub> poprzez wykorzystanie ram certyfikacji zawartych w *rozporządzeniu PE i Rady w sprawie ustanowienia unijnych ram certyfikacji trwałego pochłaniania dwutlenku węgla, technik węgłochłonnych oraz składowania dwutlenku węgla w produktach z 27 listopada 2024 r.* Działanie obejmie m.in.: wprowadzenie mechanizmów certyfikacji pochłaniania CO<sub>2</sub>, rozwój technik węgłochłonnych w gospodarce leśnej, wsparcie dla składowania CO<sub>2</sub> w produktach drzewnych, uwzględnienie metod sekwestracji dwutlenku węgla w glebie oraz integrację działań z unijnym systemem handlu emisjami. Zgodnie z nowymi unijnymi regulacjami dotyczącymi certyfikacji pochłaniania dwutlenku węgla, konieczne będzie wdrożenie odpowiednich mechanizmów prawnych i operacyjnych. System ten umożliwia sprzedaż certyfikowanych jednostek pochłaniania CO<sub>2</sub>, co może przynieść istotne przychody dla sektora leśnego i gospodarki narodowej.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. środowiska

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**minister wł. ds. klimatu  
PGL Lasy Państwowe**Działanie 82. Przeciwdziałanie zamieraniu lasów**

Działanie – będące projektem Lasów Państwowych – polega na przeciwdziałaniu procesom zamierania drzewostanów w Polsce oraz działaniach mitygujących w perspektywie do 2030 r., a także zapobieganiu

lub minimalizacji negatywnych skutków zmiany klimatu, w tym przede wszystkim niedopuszczeniu do wielkopowierzchniowego zamierania lasów. Przygotowane w 2022 r. założenia wymagają dostosowania do współczesnych wyników badań naukowych i doświadczeń praktyki w zakresie ochrony lasów przed skutkami zmiany klimatu i adaptacji tych terenów do zmieniających się warunków klimatyczno-hydrologicznych.

Działanie obejmuje następujące poddziałania:

1. Przegląd w okresie do końca 2027 r. i aktualizacja „Kompleksowego programu przeciwdziałania procesom zamierania lasów w Polsce” w oparciu o najnowszą wiedzę i dobre doświadczenia w zakresie adaptacji lasów do zmiany klimatu. Celem nadrzędnym programu powinna być poprawa stanu lasów w ujęciu ekosystemowym.
2. Wdrożenie działań wynikających z kompleksowego programu wskazanego powyżej chroniących zasoby leśne przed zamieraniem i poprawiających stan ekosystemów leśnych – w okresie do 2030 r., z rewizją efektów w 2035 r.



#### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. środowiska

#### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

minister wł. ds. klimatu  
PGL Lasy Państwowe

### Działanie 83. Określenie kierunkowych zadań z zakresu ochrony przeciwpożarowej lasu

Działanie polega na określeniu wytycznych z zakresu ochrony przeciwpożarowej (ppoż.), analizę stanu zagrożenia pożarowego w ubiegłym okresie oraz analizę i ocenę aktualnego stanu ochrony przeciwpożarowej lasów (w tym oceny aktualnych i dających się przewidzieć zagrożeń w zmieniających się warunkach powiązania lasu z otoczeniem społeczno-gospodarczym). Pozwala to na prewencję przeciwpożarową lasów i w następstwie przeciwdziałanie emisji CO<sub>2</sub> z lasów. Działania z zakresu ppoż. W lasach gospodarczych będą w większym stopniu niż dotychczas uwzględniać konieczność ochrony i odtworzenia retencji wodnej w lasach.

Wyznacza się następujące poddziałania:

- Ukierunkowanie ochrony przeciwpożarowej w lasach na działania prewencyjne, w tym m.in. zwiększenie retencji wodnej w lasach i oraz rozwój stosowania nowoczesnych metod wykrywania pożarów lasów – w okresie do 2030 r.
- Optymalizacja sieci dojazdów pożarowych celem udostępnienia komunikacyjnego obszarów leśnych do prowadzenia działań gaśniczych. Ograniczenie rozbudowy sieci dróg leśnych, innych niż dojazdy pożarowe, i zwiększenie nadzoru nad ich użytkowaniem przez osoby postronne, w tym ograniczenie wjazdów do lasów pojazdami silnikowymi i likwidacja niepotrzebnych dróg leśnych – w okresie do 2030 r.
- Opracowanie specjalnych regulacji przeciwpożarowych dla parków narodowych i rezerwatów przyrody – w okresie do 2027 r.



#### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. środowiska

#### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

PGL Lasy Państwowe

### Działanie 84. Odtworzenie oraz zachowanie obszarów bagiennych, torfowisk i terenów podmokłych

Polska jest w grupie 10 największych światowych emitentów CO<sub>2</sub> z powierzchni zdegradowanych torfowisk. Ilość emisji gazów cieplarnianych pochodzących z utleniania odwodnionych gleb organicznych

jest porównywalna ze wszystkimi pozostałymi emisjami z sektora rolnego. Odwrócenie tego trendu wymaga wzmocnienia ochrony i odtwarzania torfowisk. Wiedza na temat stanu tych ekosystemów jest niekompletna, przez co brak jest systemowych i skoordynowanych działań na rzecz ich ochrony i restytucji. Jednocześnie konieczna jest poprawa stanu i odtwarzanie mokradeł nietorfowych i rzek – dla poprawy retencji wody w krajobrazie (jako działanie adaptacji do zmian klimatu) oraz jako działanie wspierające hydrologicznie projekty odtwarzania torfowisk.

Działanie zawiera następujące poddziałania:

1. Wykonanie pełnej inwentaryzacji torfowisk i szczegółowego oszacowania zasobów zgromadzonego węgla, stanu uwodnienia oraz stanu procesów glebotwórczych – akumulacja torfu / stadium decesji, a także aktualnej roślinności i sposobów użytkowania.
2. Opracowanie planów odtwarzania torfowisk i przywracania siedlisk torfowiskowych w zarządzie Lasów Państwowych i innych instytucji Skarbu Państwa – w okresie od 2028 do końca 2030 r.
3. Wprowadzenie zakazu pozyskiwania torfu i kopania zbiorników wodnych na nieodwodnionych torfowiskach – w okresie do 2030 r. oraz znaczące ograniczenie całkowitego wydobycia i wykorzystania torfu, poprzez wsparcie dla produkcji i wykorzystania alternatywnych wobec torfu substratów.

W odniesieniu do torfowisk będących użytkami rolnymi:

4. Opracowanie zachęt dla rolników do podejmowania dobrowolnych działań w zakresie odtwarzania i ochrony torfowisk w tym min. poprzez właściwe uwilgotnienie i ustabilizowanie poziomów wody, w tym rezygnacja z tworzenia nowych systemów odwadniających i pogłębiania zarośniętych rowów na torfowiskach będących chronionymi siedliskami przyrodniczymi.
5. Dobrowolne wykupienie najcenniejszych torfowisk na cele ochrony przyrody przez państwo lub organizacje pożytku publicznego.

W odniesieniu do rzek i terenów zalewowych działanie obejmuje następujące priorytety:

6. Powszechne przywracanie bagiennych stref buforowych, realizacja projektów renaturyzacji rzek, przywracanie rzekom terenów zalewowych jako narzędzie poprawy bezpieczeństwa powodziowego.
7. Rewizja katalogu prac utrzymaniowych na rzekach, aby zapewnić skuteczność prac w zakresie przeciwpowodziowym i przeciwsuszowym oraz rewizja działań o charakterze renaturyzacyjnym. Wykupy terenów przyrzecznych na rzecz Skarbu Państwa w celu tworzenia bagiennych stref buforowych i zapewnienia normalnych przepływów ponadkorytowych.



#### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. środowiska  
minister wł. ds. gospodarki wodnej (pkt 9)

#### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

PGL Lasy Państwowe  
minister wł. ds. rolnictwa  
PGW Wody Polskie

### Działanie 85. Rozwój małej retencji wodnej i retencji krajobrazowej

Tworzenie warunków do magazynowania wody oraz zapobieganie i ograniczanie skutków ekstremalnych zjawisk pogodowych może odbywać się przez spontaniczne procesy przyrodnicze (np. ochronę rozlewisk bobrowych) lub wskutek działań technicznych podejmowanych przez zarządców gruntów i wód. Niezbędne są zmiany prawne wprowadzające wyższe standardy ochrony zasobów wodnych i siedlisk zależnych od wody oraz rozwój programów małej retencji opierającej się głównie na nieinwazyjnych działaniach wspierających retencję glebową. Należy zwrócić uwagę na odbudowę oraz utrzymanie urządzeń melioracji wodnych w celu regulacji stosunków wodnych, a w szczególności umożliwienia retencjonowania wody. Podmioty zobowiązane do retencjonowania wody w krajobrazie oraz przypisane im działania zostały wskazane w załączniku nr 4 do *Planu przeciwdziałania skutkom suszy*, określonego w

rozporządzeniu Ministra Infrastruktury z dnia 15 lipca 2021 r. w sprawie przyjęcia Planu przeciwdziałania skutkom suszy (Dz. U. poz. 1615).

Działanie obejmuje w szczególności projekty Lasów Państwowych polegające na zwiększeniu możliwości retencyjnych lasów poprzez wykonanie prac z zakresu retencji wodnej, polegających przede wszystkim na budowie i odbudowie małych zbiorników wodnych, odtwarzaniu terenów podmokłych i zalewowych, jak również na ograniczaniu i spowalnianiu spływu wód (mała retencja na terenach nizinnych i górskich). Podejmowane działania powinny prowadzić do wzmocnienia odporności lasu oraz odpowiadać wyzwaniom adaptacji do zmian klimatu. Tworzenie warunków do magazynowania wody będzie przekładać się na zapobieganie, przeciwdziałanie i ograniczanie skutków zagrożeń związanych ze zmianami klimatu, w szczególności takich jak: susze, pożary lasów, intensywne opady atmosferyczne oraz spływy powierzchniowe.

Realizowane będą następujące poddziałania:

1. Ochrona zasobów wodnych w lasach przez: a. wyłączenie z użytkowania lasów na siedliskach bagiennych oraz lasów na siedliskach przyrodniczych wzdłuż cieków naturalnych i wokół naturalnych zbiorników wodnych w buforze minimum 30 metrów, b. zakaz wykonywania rębni zupełnych i gniazdowych poza siedliskami przyrodniczymi wzdłuż cieków naturalnych i wokół naturalnych zbiorników wodnych w buforze minimum 30 metrów, c. wprowadzenie standardów gospodarki leśnej przeciwdziałającej osuszaniu lasów priorytetowo w nadleśnictwach zakwalifikowanych do I kategorii zagrożenia pożarowego – w okresie do 2027 r., a w pozostałych nadleśnictwach w okresie do 2030 r.
2. Odtwarzanie zasobów wodnych w lasach przez działania techniczne z zakresu retencji wodnej (odtworzenie terenów podmokłych i zalewowych, w tym utrzymywanie bobrowisk (jeżeli nie stanowią istotnego zagrożenia z punktu widzenia bezpieczeństwa publicznego), zgodnie z postanowieniami planów gospodarowania zasobami wodnymi w lasach – w okresie do 2030 r.

Na terenach górskich prowadzone będą działania związane z przeciwdziałaniem erozji wodnej gleb związanej ze spływem wód opadowych.



#### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. środowiska

#### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

PGL Lasy Państwowe  
minister wł. ds. gospodarki wodnej

### Działanie 86. Zasada kaskadowego wykorzystania biomasy

Celem działania jest zapewnienie optymalnego zagospodarowania biomasy jako surowca, w szczególności w rozwiązaniach o wysokiej wartości dodanej dla gospodarki oraz przejście na zrównoważoną biogospodarkę o obiegu zamkniętym.

Działanie obejmuje następujące poddziałania:

1. Uwzględnienie w praktykach gospodarczych zasady kaskadowego wykorzystania biomasy drzewnej, biorąc pod uwagę:
  - wykorzystanie surowca drzewnego pełnowartościowego w zastosowaniach o wysokiej wartości dodanej, w szczególności priorytetowo do produkcji materiałowej przemysłu przerobu drewna oraz brak stosowania drewna pełnowartościowego w energetyce,
  - wykorzystanie w energetyce zawodowej (w tym ciepłownictwie) zwłaszcza tych rodzajów surowca drzewnego, które posiadają obniżoną wartość techniczną i użytkową oraz spełniają definicję drewna energetycznego.

2. Stworzenie warunków do stopniowego odchodzenia od wykorzystania biomasy leśnej do produkcji energii w energetyce zawodowej - przygotowanie odpowiedniej mapy drogowej dla energetyki i ciepłownictwa. Działanie to jest spójne z prognozowanym dynamicznym wzrostem udziału bezemisyjnych odnawialnych źródeł energii, takich jak słońce i wiatr, w krajowym systemie energetycznym, rozwojem elektryfikacji ciepłownictwa, a także rozwojem biogospodarki jako sektora wzmacniającego konkurencyjność i bezemisyjność polskiej gospodarki.
3. Monitoring i weryfikacja rodzaju biomasy wykorzystywanej do produkcji energii w zakładach energetycznych.
4. Implementacja i egzekwowanie obowiązku udostępniania i corocznej aktualizacji konsumentom na stronach internetowych operatorów, dostawców lub odpowiednich właściwych organów informacji dotyczących pochodzenia geograficznego i rodzaju surowców przeznaczonych na biopaliwa, biopłyny i paliwa z biomasy w podziale na dostawców paliw. Informacje o rodzaju surowców powinny być odpowiednio szczegółowe i uwzględniać podział na przynajmniej następujące kategorie:
  - i) pierwotna biomasa drzewna z podziałem na sortymenty drewna,
  - ii) produkty uboczne przemysłu drzewnego,
  - iii) drewno poużytkowe,
  - iv) biomasa rolnicza odpadowa,
  - v) celowe uprawy energetyczne,
  - vi) rodzaje biomasy stałej.
5. Wprowadzenie elektronicznego systemu rejestracji przepływów drewna od źródła krajowego lub od momentu wjazdu importowanej biomasy do kraju w celu ułatwienia spełniania obowiązków określonych w podpunkcie 1) powyżej oraz implementacji w Polsce postanowień rozporządzenia PE i Rady (UE) 2023/1115 (tzw. EU Deforestation Regulation).
6. Zwiększenie poziomu odzysku i recyklingu drewna poużytkowego. Działanie ma na celu wykorzystanie potencjału drewna poużytkowego w Polsce oraz skierowanie możliwie dużej jego ilości do produkcji materiałowej, aby zapewnić wystarczającą podaż surowca dla przemysłu drzewnego wobec ograniczeń w pozyskaniu drewna.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. środowiska

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**minister wł. ds. klimatu  
PGL Lasy Państwowe**Działanie 87. Opracowanie strategii biogospodarki**

Działanie polega na opracowaniu i przyjęciu krajowej strategii dla biogospodarki. Z uwagi na znaczenie sektorów rolnictwa, leśnictwa oraz akwakultury w Polsce oraz wszystkich sektorów gospodarki i przemysłu wykorzystujących zasoby biologiczne niezbędne jest strategiczne i zintegrowane podejście do rozwoju biogospodarki. Biogospodarka stanie się jednym z filarów zrównoważonego rozwoju, łącząc innowacje technologiczne, efektywne i odpowiedzialne wykorzystanie zasobów biologicznych oraz troskę o środowisko przyrodnicze. Szczególny nacisk zostanie położony na waloryzację biomasy, z uwzględnieniem jej pełnego potencjału w różnych łańcuchach wartości, zgodnie z zasadami kaskadowego wykorzystania surowców biologicznych – priorytetowo traktując cele o wyższej wartości dodanej (np. żywność, pasza, farmaceutyki), zanim biomasa zostanie przeznaczona na cele energetyczne. W perspektywie długoterminowej Polska może stać się liderem w Europie Środkowo-Wschodniej w zakresie: (1) efektywnego i zrównoważonego wykorzystania biomasy, (2) rozwoju gospodarki o obiegu zamkniętym, (3) wdrażania innowacyjnych technologii opartych na procesach biologicznych na skalę



przemysłową. Biogospodarka odegra także ważną rolę społeczną, przyczyniając się do rozwoju miejsc pracy w regionach wiejskich i peryferyjnych, wzmacniając lokalne łańcuchy wartości oraz angażując obywateli w procesy transformacji. Wspierać będzie także bezpieczeństwo żywnościowe i energetyczne poprzez wykorzystanie lokalnych, odnawialnych zasobów w sposób zrównoważony. Ze względu na swój interdyscyplinarny charakter i szeroki zakres oddziaływania, strategia musi być opracowana jako wspólny dokument międzyresortowy, z udziałem różnych ministerstw, instytucji publicznych, środowisk naukowych, stowarzyszeń czy HUB-ów, sektora przemysłowego oraz społeczeństwa obywatelskiego.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. środowiska

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu  
minister wł. ds. gospodarki  
minister wł. ds. rolnictwa

**Działanie 88. Opracowanie Narodowego Programu Leśnego**

Działanie polega na opracowaniu Narodowego Programu Leśnego, który będzie stanowił kompleksową, długoterminową strategię rozwoju i transformacji leśnictwa, opartą ściśle na prawie UE, w tym najnowszych dostępnych danych i wiedzy naukowej. Program będzie obejmował okres do 2050 r. z celami szczegółowymi na rok 2030 oraz 2040. Będzie on uwzględniał wielowymiarowość zarządzania zasobami drzewnymi w kontekście potrzeb ochrony przyrody, adaptacji do zmian klimatu, sekwestracji węgla, wykorzystania materiałowego i energetycznego drewna oraz funkcji społecznych lasów. Weźmie ona pod uwagę potrzebę zrównoważenia różnych funkcji pełnionych przez polskie lasy. W szczególności Strategia określi długoterminowe (w perspektywie 2030, 2040 i 2050 r.) cele i działania dotyczące w sposób równoważny:

- a. zapewnienia trwałości lasów, w tym przeciwdziałania pożarom oraz wielkoobszarowemu zamieraniu drzewostanów - bez zwiększenia pozyskania drewna i bez rozbudowy sieci dróg, szczególnie w lasach cennych przyrodniczo,
- b. adaptacji lasów do zmian klimatu i wkładu lasów w adaptację do zmian klimatu, w tym w zakresie regulacji stosunków wodnych,
- c. zapewnienie magazynowania węgla przez drzewostany i pochłaniania CO<sub>2</sub> przez lasy, w szczególności w odniesieniu do realizacji celu określonego dla Polski w rozporządzeniu LULUCF,
- d. wzmocnienie funkcji społecznych i przyrodniczych lasów i odbudowy zasobów przyrodniczych w lasach, w szczególności Program uwzględni konieczność osiągnięcia celów odbudowy zasobów przyrody w lasach określonych w *rozporządzeniu UE 2024/1991 w sprawie odbudowy zasobów przyrodniczych*,
- e. zapewnienia wystarczającej ilości surowca krajowemu przemysłowi przetwórstwa drewna w kontekście wynikającego z punktów c i d ograniczenia pozyskania w lasach, m.in. przez skuteczne wdrożenie zasady kaskadowego wykorzystania drewna,
- f. sprawiedliwej transformacji regionów zależnych od pozyskania drewna i produkcji przemysłu drzewnego, których sytuacja ekonomiczna ulegnie zmianie na skutek wyłączenia niektórych obszarów leśnych z gospodarki leśnej.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. środowiska

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu  
minister wł. ds. gospodarki wodnej  
PGL Lasy Państwowe

## Działania ogólnoośrodowiskowe

### Działanie 89. Opracowanie i wdrażanie Krajowego Planu Odbudowy Zasobów Przyrodniczych

Pogarszający się stan środowiska naturalnego, przejawiający się postępującą degradacją ekosystemów, utratą siedlisk oraz spadkiem różnorodności biologicznej, wymaga podjęcia zdecydowanych działań. Odbudowa zasobów przyrodniczych jest kluczowa dla przeciwdziałania skutkom zmian klimatycznych, takim jak susze, powodzie czy utrata żyzności gleb. Dobrze zachowane i sprawnie działające ekosystemy stanowią fundament bezpieczeństwa żywnościowego, ochrony zdrowia publicznego oraz stabilności gospodarczej. Szczególne znaczenie ma odbudowa bioróżnorodności, która poprawia stabilność i zdolność ekosystemów do regeneracji w zmieniających się warunkach, wspiera naturalne procesy, takie jak zapylenie, oczyszczanie wód czy obieg składników pokarmowych, a także tworzy bazę dla innowacji biomedycznych i biotechnologicznych.

Działanie polega na opracowaniu do 1 września 2026 r. i rozpoczęciu wdrażania Krajowego Planu Odbudowy Zasobów Przyrodniczych, zgodnie z wymogami *rozporządzenia PE i Rady (UE) 2024/1991 w sprawie odbudowy zasobów przyrodniczych (Nature Restoration Law)*. Plan musi zawierać jasno określone cele, harmonogram realizacji oraz konkretne środki służące odbudowie zdegradowanych ekosystemów, poprawie stanu siedlisk przyrodniczych oraz zwiększeniu różnorodności biologicznej na terytorium kraju.

Wdrożenie Krajowego Planu wymaga przeprowadzenia szczegółowej inwentaryzacji stanu środowiska, wskazania priorytetowych obszarów działań oraz ustanowienia mechanizmów finansowania i systemu monitorowania postępów. Konieczne jest pełne zaangażowanie wszystkich kluczowych interesariuszy, w tym administracji publicznej, samorządów, organizacji pozarządowych, sektora rolniczego i leśnego oraz społeczności lokalnych. Działanie ma na celu przywrócenie integralności ekologicznej oraz zapewnienie trwałości funkcji ekosystemów, niezbędnych dla życia i dobrostanu obecnych i przyszłych pokoleń



#### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. środowiska

#### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

minister wł. ds. energii  
minister wł. ds. klimatu  
minister wł. ds. rolnictwa  
minister wł. ds. gospodarki wodnej  
minister wł. ds. gospodarki morskiej  
minister wł. ds. rozwoju regionalnego  
minister wł. ds. budownictwa, planowania  
i zagospodarowania przestrzennego oraz  
mieszkalnictwa  
minister wł. ds. obrony narodowej

### Działanie 90. Doprowadzenie jakości wód do stanu dobrego i bardzo dobrego, zgodnie z Ramową Dyrektywą Wodną

Działanie polega na przywróceniu rzekom i innym wodom powierzchniowym dobrego lub bardzo dobrego stanu, zgodnie z celami tzw. Ramowej Dyrektywy Wodnej.

1. Przyjęcie III aktualizacji planów gospodarowania wodami na obszarach dorzeczy.

2. Wzmocnienie realizacji tzw. dyrektywy ściekowej, na rzecz oczyszczenia wód powierzchniowych ze ścieków komunalnych.
3. Wzmocnienie realizacji tzw. dyrektywy azotanowej, na rzecz oczyszczenia wód azotanami pochodzenia rolniczego.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. gospodarki wodnej

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu  
 minister wł. ds. środowiska  
 minister wł. ds. rolnictwa  
 minister wł. ds. zdrowia  
 GIOŚ  
 Wojewódzkie Inspektoraty Ochrony Środowiska  
 GIS

**Działanie 91. Zapewnienie dostępu do czystej wody pitnej**

Działanie polega na pełnym wdrożeniu do porządku prawnego *dyrektywy PE i Rady (UE) 2020/2184 dot. zarządzania ryzykiem w dostępie do wody pitnej*:

1. Wdrożenie dyrektywy do krajowego systemu prawnego (dot. wprowadzenia w życie przepisów ustawowych, wykonawczych i administracyjnych niezbędnych do wykonania art. 1–18, art. 23 oraz załączników I–V).
2. Przeprowadzenie oceny wielkości wycieków wody pitnej na terytorium kraju.
3. Przeprowadzenie po raz pierwszy oceny ryzyka i zarządzanie ryzykiem w obszarach zasilania ujęcia wody przeznaczonej do spożycia przez ludzi.
4. Określenie progu wycieków, przekroczenie, którego obligować będzie do opracowania krajowego planu działań mających na celu ograniczenie wycieków.
5. Przeprowadzenie po raz pierwszy oceny ryzyka i zarządzanie ryzykiem w systemie zaopatrzenia.
6. Przekazanie do Komisji Europejskiej krajowego planu działania ustanawiającego pakiet środków, które mają zostać zastosowane w celu redukcji wielkości wycieków (dotyczy przypadku, kiedy wielkość wycieków przekracza próg określony w akcie delegowanym).

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. gospodarki wodnej

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. gospodarki  
 minister ds. europejskich

**Działanie 92. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Moja woda”**

Działanie polega na wspieraniu rozwiązań umożliwiających retencję i wykorzystanie wód opadowych, w tym spływających z dachów, oraz wód roztopowych na terenie posesji. Program zapewnia dofinansowanie między innymi na montaż naziemnych i podziemnych zbiorników, ogrodów deszczowych, muld chłonnych, pomp, filtrów oraz systemów nawadniania.

Program powinien być rozwijany w kierunku wsparcia również systemów pozwalających oczyszczać wodę deszczową do potrzeb bytowych, takich jak mycie czy pranie, a także instalacji umożliwiających ponowne wykorzystanie wody szarej do spłukiwania toalet oraz systemów umożliwiających jej uzdatnianie

i zatrzymywanie (rozprowadzanie) na posesji. Takie rozwiązania tworzą zamknięty obieg wody i zwiększają retencję opadów bezpośrednio w miejscu ich występowania.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. klimatu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**minister wł. ds. środowiska  
NFOŚiGW**Działanie 93. Wsparcie rozwoju gospodarki wodno-ściekowej**

W 2024 r. przyjęta została *dyrektywa PE i Rady (UE) 2024/3019 z dnia 27 listopada 2024 r. dotycząca oczyszczania ścieków komunalnych* (wersja przekształcona). Przekształcona dyrektywa wprowadza „oczyszczanie czwartego stopnia”, które polega na usuwaniu szerokiego spektrum mikrozanieczyszczeń, takich jak substancje pochodzące z leków, kosmetyków oraz mikroplastiku. W związku z powyższym w realizowanych inwestycjach z zakresu gospodarki wodno-kanalizacyjnej w najbliższych latach należy promować rozwiązania zgodne z zasadami gospodarki obiegu zamkniętego. Kluczowe znaczenie ma oczyszczanie osadów ściekowych z antybiotyków, pestycydów oraz mikroplastiku, a następnie odzyskiwanie cennych biogenów, które mogą być wykorzystane jako nawozy i polepszacze gleby w rolnictwie oraz ogrodnictwie. Ważnym elementem jest także maksymalne odzyskiwanie wody (nawet powyżej 50%), z przeznaczeniem do ponownego wykorzystania na potrzeby komunalne, przemysłowe i inne. Ponadto należy wdrażać rozwiązania umożliwiające produkcję energii, np. poprzez biogazownie, na potrzeby własne oczyszczalni.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. gospodarki wodnej

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**minister wł. ds. klimatu  
minister wł. ds. środowiska**Działanie 94. Prowadzenie monitoringu gleb**

Działanie polega na opracowaniu nowej koncepcji monitoringu zdrowia gleb, który będzie obejmował gleby użytkowane w różny sposób, tj. gleby rolne, leśne, zabudowane i położone w obrębie infrastruktury komunikacyjnej i przemysłowej zgodnie z postanowieniami unijnej *Strategii na rzecz ochrony gleb 2030*. Korzyści ze zdrowych gleb dla ludzi, żywności, przyrody i klimatu oraz propozycją dyrektywy w sprawie monitorowania i odporności gleb (Prawo o monitorowaniu gleb (COM (2023) 416 final).

Polska jako kraj członkowski UE będzie wdrażała zasady monitorowania gleb w sposób opisany w powyższym dokumencie, w tym wymagania w zakresie wyznaczenia liczby punktów monitoringowych na gruntach o różnym sposobie użytkowania oraz zastosowania parametrów oceny zdrowia gleb. Jednym ze wskaźników do zastosowania jest monitorowanie utraty węgla organicznego w glebie, w tym glebach organicznych i mineralnych, które zostały zdefiniowane w Wytocznych IPCC z 2006 r. i materiałach uzupełniających z 2013 r. Polska definiując jednostki glebowe według zasad określonych w propozycji dyrektywy o monitorowaniu gleb w szczególności powinna uwzględnić gleby organiczne oraz zlokalizować na tych glebach statystycznie istotną liczbę punktów kontrolnych, która zapewni kontrolę ich stanu i umożliwi ocenę emisji.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. klimatu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. rolnictwa

## Działanie 95. Identyfikacja i remediacja miejsc, w których występuje zanieczyszczenie powierzchni ziemi

Działanie ma na celu kontynuowanie identyfikacji miejsc, gdzie występuje degradacja środowiska poprzez m.in. zanieczyszczenie gleby lub ziemi substancjami powodującymi ryzyko w ilościach stwarzających zagrożenie dla zdrowia ludzi lub stanu środowiska. W pierwszej kolejności ocenie pod względem zanieczyszczenia będą podlegały miejsca, w których jest prowadzona aktualnie działalność, bądź była prowadzona w przeszłości, która mogła przyczynić się do zanieczyszczenia gleby lub ziemi. Weryfikacji będzie również podlegała lista takich działalności. W przypadku stwierdzenia zanieczyszczenia prowadzona będzie remediacja gleby lub ziemi.

1. Wzmocnienie ram prawnych oraz organizacyjnych na rzecz identyfikacji i remediacji zanieczyszczonej gleby lub ziemi, w szczególności rozwijanie procedur analizy zagrożenia dla zdrowia ludzi lub stanu środowiska w miejscach występowania zanieczyszczenia, a także kontynuacja prowadzenia elektronicznych rejestrów szkód w środowisku w powierzchni ziemi oraz historycznych zanieczyszczeń powierzchni ziemi.
2. Wzmocnienie instrumentów finansowych na rzecz identyfikacji i remediacji zanieczyszczonej gleby lub ziemi.
3. Poszukiwanie i promowanie najlepszych technologii związanych z remediacją gleby lub ziemi, a także najlepszych technologii oczyszczania wód zanieczyszczonych w związku z zanieczyszczeniem gleby lub ziemi



### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. klimatu

### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

minister wł. ds. infrastruktury

## Działanie 96. Identyfikacja oraz poprawa stanu środowiska na wielkoobszarowych terenach zdegradowanych

Działanie ma na celu poprawę stanu środowiska na rozpoznanych wielkoobszarowych terenach zdegradowanych (WTZ) definiowanych w przepisach jako teren o powierzchni przynajmniej 10 ha, na którym znajduje się składowisko historycznych odpadów przemysłowych lub miejsce gromadzenia historycznych odpadów przemysłowych wraz z sąsiadującymi obszarami, na których występuje istotne zagrożenie dla zdrowia ludzi lub stanu środowiska spowodowane emisją z tego składowiska lub miejsca. Rozpoznane WTZ zostały wymienione wprost w przepisach, ponadto prowadzona będzie identyfikacja dotychczas nierozpoznanych WTZ.

1. Wykonanie kompleksowej oceny stanu środowiska oraz opracowanie projektów planów poprawy stanu środowiska na rozpoznanych WTZ.
2. Wykonanie zatwierdzonych planów poprawy stanu środowiska na rozpoznanych WTZ.
3. Prowadzenie identyfikacji dotychczas nierozpoznanych WTZ, a także ewidencji WTZ, zarówno tych rozpoznanych, jak i dotychczas nierozpoznanych w postaci cyfrowej bazy danych, a także okresowa aktualizacja danych zawartych w ewidencji WTZ.
4. Analiza danych zgromadzonych w zbiorczym wyciągu z ewidencji WTZ w celu rozważenia, biorąc pod uwagę dostępność środków finansowych, ewentualnej nowelizacji przepisów *ustawy z dnia 16 czerwca 2023 r. o wielkoobszarowych terenach zdegradowanych*, zwanej dalej ustawą o WTZ, w tym uwzględnienia terenów o innym charakterze lub powierzchni.

Wzmocnienie ram prawnych oraz instrumentów finansowych na rzecz poprawy stanu środowiska na WTZ, w tym w kolejnym etapie wzmocnienie roli administracji krajowej w procesach poprawy stanu środowiska na WTZ, oraz przeprowadzenie analizy ewentualnej potrzeby nowelizacji ustawy o WTZ w ww. zakresie oraz zabezpieczenie środków z funduszy unijnych.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. klimatu  
minister wł. ds. środowiska

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

NFOŚiGW, GIOŚ, GDOŚ

### **Działanie 97. Ograniczanie nielegalnego przemieszczania odpadów oraz identyfikacja i zapobieganie powstawaniu miejsc nielegalnego deponowania odpadów**

Działanie ma na celu ograniczanie międzynarodowego i krajowego nielegalnego przemieszczania odpadów, w szczególności odpadów niebezpiecznych. Działanie ma na celu również zapobieganie powstawaniu miejsc nielegalnego deponowania odpadów, w tym niebezpiecznych, kontynuowanie ich identyfikowania oraz zwiększenie możliwości usuwania takich miejsc.

1. Wzmocnienie prawne i administracyjne nadzoru nad międzynarodowym i wewnątrzkrajowym przemieszczaniem odpadów, ze szczególnym uwzględnieniem przemieszczania odpadów niebezpiecznych, co poprawi wykrywalność nielegalnego przemieszczania odpadów.
2. Wzmocnienie ram prawnych zapobiegających powstawaniu miejsc nielegalnego deponowania odpadów, w szczególności miejsc zagrażających zdrowiu i życiu ludzi oraz środowisku. W ramach działania zwiększone zostaną możliwości kontrolne oraz doprecyzowana zostanie odpowiedzialność wytwórcy odpadów niebezpiecznych.
3. Prowadzenie identyfikacji miejsc nielegalnego deponowania odpadów, w szczególności miejsc zagrażających zdrowiu i życiu człowieka oraz środowiska, wraz z ich inwentaryzowaniem z wykorzystaniem narzędzi informatycznych umożliwiających bieżącą współpracę służb, nadzór i monitoring takich miejsc.
4. Wzmocnienie instrumentów finansowych służących zapobieganiu powstawania miejsc nielegalnego deponowania odpadów a także wspomagających usuwanie miejsc nielegalnego deponowania odpadów zagrażającym zdrowiu i życiu człowieka oraz środowisku.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. klimatu  
GIOŚ (w zakresie przemieszczania odpadów)

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. finansów publicznych

### **Działanie 98. Zapobieganie procesom degradacji gruntów naturalnych oraz użytkowanych w celach rolniczych i leśnych**

Działanie polega na udoskonalaniu mechanizmów legislacyjnych celem przeciwdziałania zmianom przeznaczenia na inny cel gruntów rolnych i leśnych oraz wzmacnianie istniejących mechanizmów ochrony gruntów naturalnych przed degradacją. Zapobieganie procesom degradacji ma na celu zachowanie przez gleby jak największych możliwości pełnienia funkcji ekosystemowych oraz zapewnienia bezpieczeństwa żywnościowego, a także zapewnienia maksymalizacji sekwestracji CO<sub>2</sub> w glebie. Promowane będzie przywracanie zrównoważonego wykorzystywania ekosystemów lądowych,

zwalczanie pustynnienia, działania mające zatrzymać i odwrócić proces degradacji gleby, powstrzymanie straty w bioróżnorodności gleb.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. środowiska

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. rolnictwa

**Działanie 99. Wspieranie rekultywacji gruntów zdegradowanych i zdewastowanych**

Działanie polega na zapewnieniu różnego rodzaju wsparcia w przypadku realizacji rekultywacji gruntów zdegradowanych i zdewastowanych. Przeprowadzenie rekultywacji gruntów zdegradowanych ma na celu zwiększenie ich potencjału produkcyjnego. Istotnym działaniem jest również rekultywacja terenów zdewastowanych i ich włączanie do obiegu gospodarczego, aby nie lokować inwestycji na terenach „zielonych”.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. klimatu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**minister wł. ds. rolnictwa  
minister wł. ds. środowiska**Działanie 100. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW „Ochrona powierzchni ziemi”**

Działanie polega na wykreowaniu i utrzymywaniu mechanizmów finansowych, których celem będzie wspieranie inwestycji dedykowanych szeroko rozumianej ochronie powierzchni ziemi. W przypadkach, kiedy nie można zastosować zasady „zanieczyszczający płaci” konieczny jest instrument finansowy zabezpieczający możliwość korzystania w przypadku potrzeby realizacji inwestycji w tym obszarze.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. klimatu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

NFOŚiGW

**Działanie 101. Instrument finansowy – Programy NFOŚiGW wspierające adaptację do zmian klimatu**

Działanie obejmuje podniesienie poziomu ochrony przed skutkami zmian klimatu oraz zagrożeń naturalnych jak również poważnych awarii, usprawnienia usuwania ich skutków oraz wzmocnienia wybranych elementów zarządzania środowiskiem; upowszechnienie nowoczesnych, efektywnych i skutecznych rozwiązań służących poprawie jakości życia mieszkańców oraz poprawiających odporność miast na skutki zmian klimatu, jak również zwiększających przystosowanie do zmian klimatu na terenach wiejskich.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. klimatu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

NFOŚiGW



**Działanie 102. Ograniczenie wykorzystania tworzyw sztucznych**

W obliczu narastającego zagrożenia, jakie niesie ze sobą nadmierna obecność tworzyw sztucznych w naszym życiu i gospodarce, niezbędne jest wdrażanie polityki ograniczającej jego użycie. Tworzywa sztuczne są wyjątkowo szkodliwe dla środowiska – jego mikrodrobiny są dziś obecne nie tylko w ekosystemach wodnych i lądowych, ale także trafiają do naszego jedzenia i organizmów, gromadząc się w ciałach ludzi i powodując długofalowe konsekwencje zdrowotne. Dlatego konieczne jest podjęcie działań, które konsekwentnie prowadzą do ograniczenia ilości produkowanych i wykorzystywanych tworzyw sztucznych. Kluczowymi działaniami w tym zakresie są:

1. Ograniczenie używania produktów jednorazowego użytku z tworzyw sztucznych.
2. Zwiększenie stosowania alternatywnych materiałów, które skutecznie zastąpią opakowania z tworzyw sztucznych oraz przedmioty jednorazowego użytku z tworzyw sztucznych.
3. Rozwój gospodarki o obiegu zamkniętym, która promuje intensywny recykling tworzyw sztucznych i minimalizuje ilość odpadów poprzez zwiększenie stosowania opakowań wielokrotnego użytku. Konieczne jest zwrócenie uwagi na przydatność opakowań do recyklingu poprzez ograniczenie stosowania czynników, które ograniczają pełny recykling takich jak dodatki do tworzyw sztucznych, spoiwa, barwniki. Konieczne są działania zmierzające do zachęcenia producentów do stosowania takich dodatków, które nie blokują ponownego przetwarzania.
4. Wspieranie lokalności łańcuchów dostaw – miejsce użycia i zagospodarowania tworzywa nie powinny być od siebie oddalone. Bliskość pomiędzy miejscem użytkowania, a miejscem przetwarzania tworzywa pozwala producentowi na efektywne odzyskiwanie surowca oraz jego ponowne wykorzystanie.
5. Wsparcie badań naukowych (B+R) nad opracowaniem nowych, innowacyjnych materiałów, oraz rozwój technologii recyklingu, które umożliwią skuteczne odzyskiwanie wartościowych surowców.

Niezwykle istotna jest również edukacja społeczna, zwiększająca świadomość zagrożeń wynikających z nadmiernego użycia tworzyw sztucznych oraz zachęcająca do zmiany nawyków konsumpcyjnych na bardziej ekologiczne.

Wdrożenie tych rozwiązań jest nie tylko kluczowe dla ochrony środowiska, ale również przynosi korzyści ekonomiczne oraz społeczne, przyczyniając się do zrównoważonego rozwoju i poprawy jakości życia przyszłych pokoleń. Polityka ta jest także istotna z punktu widzenia ograniczenia emisji CO<sub>2</sub>, ponieważ nieretorykowane tworzywa sztuczne często są wykorzystywane jako paliwo, co prowadzi do dodatkowych emisji CO<sub>2</sub>.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. środowiska

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu

minister wł. ds. gospodarki

**Działanie 103. Gospodarka o obiegu zamkniętym**

Rozwój gospodarki o obiegu zamkniętym (GOZ) stanowi jedno z ważniejszych narzędzi redukcji emisji, ponieważ zamykanie pętli materiałowych w gospodarce ogranicza energochłonne wydobycie i przetwarzanie surowców pierwotnych, zmniejsza globalny transport zasobów, a także pozwala uniknąć emisji związanych ze składowaniem i spalaniem odpadów. Każda tona materiału, która pozostaje w obiegu, oznacza uniknięte emisje zarówno na etapie wydobycia (np. rudy żelaza, boksytu, paliw kopalnych), jak i w procesach wysokotemperaturowych takich jak wytopianie stali, produkcja aluminium czy kraking petrochemiczny. W sektorach budownictwa, motoryzacji i elektroniki wydłużanie życia produktów, ponowne wykorzystanie komponentów i recykling materiałowy znacząco ograniczają popyt na cement, stal i tworzywa sztuczne. Natomiast redukcja odpadów kierowanych do instalacji termicznego przekształcania zmniejsza emisje CO<sub>2</sub>, tlenków azotu i pyłów.

Działanie polega na wdrożeniu zintegrowanego pakietu inicjatyw obejmujących ekoprojektowanie, które zapewnia trwałość, możliwość naprawy i recyklingu produktów; systemowe wspieranie napraw i ponownego użycia poprzez sieć punktów serwisowych oraz platform re-use; wprowadzenie systemów kaucyjnych i obiegu opakowań wielokrotnego użytku; rozszerzoną odpowiedzialność producenta, zobowiązującą wytwórców do finansowania i organizowania zbiórki oraz recyklingu swoich wyrobów; inwestycje w nowoczesne sortownie oraz instalacje recyklingu mechanicznego i chemicznego gwarantujące surowce wtórne wysokiej jakości; rozwijanie symbioz przemysłowych, w których odpady jednego zakładu stają się surowcem dla drugiego; promowanie modeli współdzielenia takich jak car-, bike- i tool-sharing; zakrojone na szeroką skalę programy edukacyjne i kampanie społeczne budujące świadomość cyrkularną. Skoordynowana realizacja tych inicjatyw ograniczy masę odpadów kierowanych do składowania i termicznego przekształcania, zmniejszy popyt na surowce pierwotne, obniży emisje gazów cieplarnianych w całym łańcuchu wartości oraz podniesie innowacyjność i konkurencyjność gospodarki.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. gospodarki

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**minister wł. ds. środowiska  
minister wł. ds. klimatu

# Wymiar 2

## Efektywność energetyczna

### Działanie 104. Mapa drogowa upowszechnienia modelu ESCO

Należy stworzyć plan i wytyczne dla rynku w zakresie upowszechnienia formuły ESCO (ang. *Energy Service Company*). Formuła ESCO w polskich warunkach może być bardzo dobrym mechanizmem finansowym do realizacji transformacji szczególnie w zakresie modernizacji budynków. Przygotowany plan i wytyczne powinny zawierać:

- Opis modeli realizacji formuły ESCO ze wskazaniem dla jakich podmiotów dana formuła jest najbardziej wskazana,
- Określenie barier i uwarunkowań które ograniczają upowszechnienie formuły ESCO,
- Rekomendacje w zakresie zmian prawnych,
- Rekomendacje w zakresie mechanizmów wsparcia,
- Rekomendacje działań w zakresie programów pilotażowych,
- Rekomendacje działań w zakresie działań promocyjno-edukacyjnych.



#### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. klimatu

#### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

minister wł. ds. budownictwa, planowania  
i zagospodarowania przestrzennego oraz  
mieszkalnictwa  
minister wł. ds. rozwoju regionalnego

### Działanie 105. Wprowadzenie wymogów w zakresie wykorzystania energii słonecznej w budynkach

Działanie polega na wprowadzeniu wymogów wyposażania budynków nowych oraz budynków poddawanych modernizacji w urządzenia lub instalacje wykorzystujące do wytworzenia energii elektrycznej lub ciepła energię promieniowania słonecznego o ile jest to odpowiednie pod względem: technicznym, funkcjonalnym oraz ekonomicznym - zgodnie z następującym harmonogramem:

- budynki użyteczności publicznej, budynki zamieszkania zbiorowego, budynki gospodarcze, o powierzchni powyżej 250 m<sup>2</sup> – od 31 grudnia 2026 r.,
- budynki mieszkalne – od 31 grudnia 2029 r.

Oprócz tego nowe zadaszone parkingi przylegające do budynku powinny zostać wyposażone w urządzenia lub instalacje wykorzystujące do wytworzenia energii elektrycznej lub ciepła energię promieniowania słonecznego od 31 grudnia 2029 r.

Ponadto użytkowane budynki należy wyposażać w urządzenia lub instalacje wykorzystujące do wytworzenia energii elektrycznej lub ciepła energię promieniowania słonecznego - o ile jest to odpowiednie pod względem: technicznym, funkcjonalnym oraz ekonomicznym - zgodnie z następującym harmonogramem:

- budynki sektora finansów publicznych o powierzchni użytkowej:
  - powyżej 2000 m<sup>2</sup> – do 31 grudnia 2027 r.,
  - powyżej 750 m<sup>2</sup> – do 31 grudnia 2028 r.,
  - powyżej 250 m<sup>2</sup> – do 31 grudnia 2030 r.,
- budynki użyteczności publicznej, budynki zamieszkania zbiorowego, budynki gospodarcze, o powierzchni powyżej 500 m<sup>2</sup> – od 31 grudnia 2027 r., w przypadku, gdy budynek zostanie poddany ważniejszej renowacji lub działaniu wymagającemu pozwolenia administracyjnego na renowację budynków, prace na dachu lub instalację systemu technicznego budynku.


**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. gospodarki  
minister wł. ds. klimatu

**Działanie 106. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Moje ciepło”**

Program polega na wsparciu finansowym rozwoju ogrzewnictwa indywidualnego i rozwoju energetyki prosumenckiej w obszarze powietrznych, wodnych i gruntowych pomp ciepła w nowych jednorodzinnych budynkach mieszkalnych oraz w wielorodzinnych budynkach mieszkalnych oraz budynkach użyteczności publicznej. Program powinien być modyfikowany w kierunku, aby obejmował zarówno budowę nowych, jak i rozbudowę lub przebudowę, lub nadbudowę istniejących budynków, ale pod warunkiem, że wymagane jest do takiej rozbudowy lub przebudowy, lub nadbudowy pozwolenia na budowę, lub koszt rozbudowy lub przebudowy, lub nadbudowy przewyższa 50% wartości budynku.

Program powinien być rozwijany w kierunku:

- cyfryzacji procesu realizacji wsparcia. Należy doprowadzić do obsługi cyfrowej wniosków oraz ich weryfikacji. W tym celu konieczna jest cyfryzacja pełnej ścieżki obsługi wniosków i płatności, stworzenie centralnej bazy danych i jej synchronizacja z Centralną Ewidencją Emisyjności Budynków i centralnym rejestrem charakterystyki energetycznej budynków oraz wykorzystanie bazy danych kosztów referencyjnych. Cyfryzacja procesu usprawni obsługę programu, skróci czas rozpatrywania wniosków, poprawi transparentność całego systemu wsparcia i zapewni dodatkowe zabezpieczenie przed nieprawidłowościami.
- stopniowego wprowadzania i zwiększania magazynowania energii w tym przy wykorzystaniu magazynów ciepła.


**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. klimatu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa  
minister wł. ds. energii  
minister wł. ds. informatyzacji  
NFOŚiGW

**Działanie 107. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Czyste Powietrze”**

Program obejmuje dofinansowanie wymiany starych i nieefektywnych źródeł ciepła na paliwo stałe w budynkach jednorodzinnych na nowoczesne źródła OZE oraz kompleksową termomodernizację tych budynków. Celem jest zmniejszenie emisji pyłów i innych zanieczyszczeń do atmosfery z istniejących jednorodzinnych budynków mieszkalnych oraz poprawa efektywności energetycznej.

Program powinien być rozwijany w kierunku:

- **Cyfryzacji procesu realizacji wsparcia.** Należy doprowadzić do obsługi cyfrowej wniosków oraz ich weryfikacji. W tym celu konieczna jest cyfryzacja pełnej ścieżki obsługi wniosków i płatności, stworzenie centralnej bazy danych Czystego Powietrza i jej synchronizacja z Centralną Ewidencją Emisyjności Budynków i centralnym rejestrem charakterystyki energetycznej budynków oraz wykorzystanie bazy danych kosztów referencyjnych. Cyfryzacja procesu usprawni obsługę programu, skróci czas rozpatrywania wniosków, poprawi transparentność całego systemu wsparcia i zapewni dodatkowe zabezpieczenie przed nieprawidłowościami.
- **Podnoszenia oczekiwanego końcowego stanu budynku,** tak aby zapotrzebowanie na energię użytkową było jak najniższe. Należy dążyć do standardu wskaźnika rocznego zapotrzebowania na energię użytkową (EU) na jak najlepszym możliwym poziomie, co pozwoli na znaczące ograniczenie zużycia energii oraz poprawę efektywności energetycznej budynków. Osiągnięcie tego celu wymaga wprowadzenia wyższych wymogów dotyczących izolacji termicznej, powszechnego stosowania wentylacji z odzyskiem ciepła oraz nowoczesnych systemów zarządzania energią.
- **Podnoszenia wymagań jakościowych i środowiskowych dla urządzeń grzewczych objętych dofinansowaniem** oraz stopniowego zwiększania udziału elektryfikacji systemów grzewczych oraz większego wykorzystywania magazynowania energii w tym przy wykorzystaniu magazynów ciepła. Dofinansowaniem powinny być objęte wyłącznie urządzenia grzewcze produkowane na terenie Unii Europejskiej. W przypadku stref z przekroczeniami poziomów dopuszczalnych zanieczyszczeń w powietrzu należy preferować rozwiązania zeroemisyjne.
- **Wprowadzenie alternatywy dla modernizacji budynków o bardzo złym stanie technicznym.** Modernizacja powinna być realizowana przede wszystkim tam, gdzie przyniesie największe korzyści energetyczne i ekonomiczne. W przypadku budynków w bardzo złym stanie technicznym, bardziej zasadne może okazać się wsparcie alternatywnych rozwiązań w ramach innych programów, takich jak budowa nowych budynków o wysokiej efektywności energetycznej.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. klimatu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. budownictwa, planowania  
i zagospodarowania przestrzennego oraz  
mieszkalnictwa  
minister wł. ds. energii  
minister wł. ds. informatyzacji  
NFOŚiGW

### Działanie 108. Instrument finansowy – Ulga podatkowa dotycząca wydatków poniesionych na termomodernizację jednorodzinnych budynków mieszkalnych (ulga termomodernizacyjna)

Działanie polega na możliwości odliczenia w podatku dochodowym od osób fizycznych wydatków poniesionych na termomodernizację jednorodzinnych budynków mieszkalnych. Mechanizm skierowany jest do właścicieli i współwłaścicieli domów jednorodzinnych i uzupełnia rozwiązania programu „Czyste Powietrze”. W ramach „Czystego Powietrza” wsparcie jest kierowane do osób osiągających określone dochody. Ulga podatkowa nie zawiera takich ograniczeń i ułatwia podjęcie decyzji przez osoby fizyczne w zakresie poprawy efektywności energetycznej budynków mieszkalnych. Ponadto zawiera szerszy katalog wydatków kwalifikowalnych, obejmujący również odnawialne źródła energii, w tym panele fotowoltaiczne oraz magazyny energii.

Funkcjonujący od 2019 r. mechanizm ulgi termomodernizacyjnej powinien podlegać analizie pod kątem zwiększenia jakości prowadzonych inwestycji termomodernizacyjnych oraz umożliwienia monitoringu ich efektów. Działania te powinny być spójne z przewidzianymi w programach bezpośrednio wspierających termomodernizację i instalację odnawialnych źródeł energii w budynkach jednorodzinnych, takich jak program „Czyste Powietrze” oraz program „Mój Prąd”, z uwzględnieniem jednak specyfiki ulgi podatkowej jako instrumentu fiskalnego obsługiwanego przez administrację skarbową.

Mechanizm powinien rozwijać się w kierunku umożliwienia monitorowania podejmowanych prac termomodernizacyjnych i instalacji odnawialnych źródeł energii w celu umożliwienia oceny ich efektów w kontekście energetycznym, klimatycznym oraz oceny efektywności wydatkowania środków publicznych.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. finansów publicznych  
minister wł. ds. klimatu

### Działanie 109. Instrument finansowy – Program TERMO, wsparcie poprawy efektywności energetycznej w budynkach wielorodzinnych

Program TERMO - finansowany ze środków Funduszu Termomodernizacji i Remontów ulokowanym w Banku Gospodarstwa Krajowego - będzie podstawowym instrumentem wsparcia transformacji energetycznej w sektorze budynków wielorodzinnych. Od 2023 r. program korzysta również ze środków europejskich w ramach *Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności*. Docelowo program będzie przechodził modyfikację związaną ze zobowiązaniami wynikającymi z dyrektywy EPBD. W szczególności:

- system wsparcia, w tym intensywność wsparcia, zostanie powiązany z systemem klas energetycznych. Preferencją zostanie objęte przechodzenie do wyższych klas energetycznych, przy wskazaniu minimalnych wartości, które należy osiągnąć w wyniku prowadzonych prac termomodernizacyjnych. Wymusi to stosowanie na inwestorach wysokich parametrów dotyczących systemów docieplenia, wymiany stolarki okiennej i drzwiowej, mechanizacji systemów wentylacyjnych z preferencją wentylacji z odzyskiem ciepła i wilgoci, stosowania systemów zarządzania energią oraz szerokiego stosowania instalacji OZE,
- w ramach programu TERMO będzie możliwe uzyskanie dofinansowania części kosztów wynikających z szeroko pojętych inwestycji termomodernizacyjnych, w tym związanych z instalacją odnawialnych źródeł energii i magazynów energii, w tym magazynów ciepła,
- odpowiednie rozwiązania zostaną zastosowane dla budynków zabytkowych, a także dla budynków gminnych szczególnie narażonych na problem ubóstwa energetycznego,
- proces ubiegania się o wsparcie będzie uproszczony i scyfryzowany, zostanie zachowany wymóg sporządzania audytów, które będą podlegać szczegółowej zewnętrznej weryfikacji. Audyt będzie sporządzany w wersji elektronicznej. Jednocześnie zostaną sformułowane wymogi dla osób, które będą mogły sporządzać audyty.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu  
minister ds. finansów publicznych  
Bank Gospodarstwa Krajowego

### Działanie 110. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Modernizacja szkół”

Należy uruchomić program obejmujący dofinansowanie kompleksowej termomodernizacji szkół oraz instalacji nowoczesnych źródeł OZE. Modernizacja placówek edukacyjnych jest kluczowym elementem poprawy efektywności energetycznej, komfortu nauki oraz redukcji emisji zanieczyszczeń. Wiele szkół w Polsce charakteryzuje się niską izolacyjnością termiczną, co skutkuje wysokimi kosztami ogrzewania, nadmiernym zużyciem energii oraz złą jakością powietrza wewnątrz. Wiele badań wskazuje na znacznie podniesiony poziom CO<sub>2</sub>, nawet powyżej 4000 ppm, co negatywnie wpływa na jakość nauki i zdrowie

dzieci. Dofinansowanie w ramach programu obejmie kompleksowe działania mające na celu poprawę standardów energetycznych oraz stworzenie zdrowych i komfortowych warunków nauki. Modernizacja będzie obejmować instalację nowoczesnych źródeł ciepła, poprawę izolacji termicznej, montaż nowoczesnych systemów zarządzania energią oraz obowiązkową instalację wentylacji z odzyskiem ciepła. Kluczowym celem programu jest dostosowanie placówek edukacyjnych do nowoczesnych standardów efektywności energetycznej oraz poprawa jakości powietrza w budynkach szkolnych.

Program powinien dążyć do:

- **Uzyskania wysokiego standardu energetycznego budynków**, tak aby zapotrzebowanie na energię użytkową było jak najniższe. Należy dążyć do standardu wskaźnika rocznego zapotrzebowania na energię użytkową na jak najlepszym możliwym poziomie, co pozwoli na znaczące ograniczenie zużycia energii oraz poprawę efektywności energetycznej budynków. Osiągnięcie tego celu wymaga wprowadzenia wyższych wymogów dotyczących izolacji termicznej, powszechnego stosowania wentylacji z odzyskiem ciepła i odzyskiem wilgoci, rozwiązań wspomagających chłodzenie pomieszczeń w okresie letnim oraz zapewnienia efektywnego zarządzania energią. Odpowiednia jakość powietrza w klasach stworzy zdrowe warunki do nauki.
- **Cyfryzacji procesu wsparcia**, obejmującą pełną obsługę cyfrową wniosków i ich weryfikację, synchronizację baz danych oraz integrację z audytami energetycznymi i Centralną Bazą Emisyjności Budynków. Usprawni to proces, skróci czas rozpatrywania wniosków i poprawi transparentność.
- **Priorytetu dla elektryfikacji systemów grzewczych**, opartych na pompach ciepła oraz magazynowaniu ciepła. Tradycyjne paliwa powinny być zastąpione przez nowoczesne technologie ogrzewania, co zwiększy efektywność energetyczną i zmniejszy emisję zanieczyszczeń.



#### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. klimatu

#### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

minister wł. ds. budownictwa, planowania  
i zagospodarowania przestrzennego oraz  
mieszkalnictwa  
minister wł. ds. oświaty i wychowania  
minister wł. ds. informatyzacji  
NFOŚiGW

### Działanie 111. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Modernizacja budynków użyteczności publicznej”

Należy uruchomić program obejmujący dofinansowanie kompleksowej termomodernizacji budynków użyteczności publicznej, takich jak szpitale, domy kultury, urzędy, biblioteki oraz inne obiekty administracyjne. Modernizacja tych placówek jest kluczowym elementem poprawy efektywności energetycznej, komfortu użytkowników oraz redukcji emisji zanieczyszczeń. Wiele budynków tego typu w Polsce charakteryzuje się niską izolacyjnością termiczną, co skutkuje wysokimi kosztami ogrzewania, nadmiernym zużyciem energii oraz pogorszoną jakością powietrza wewnątrz budynków. Dofinansowanie w ramach programu obejmie kompleksowe działania mające na celu poprawę standardów energetycznych oraz stworzenie zdrowych i komfortowych warunków użytkowania. Modernizacja będzie obejmować instalację nowoczesnych źródeł ciepła, poprawę izolacji termicznej, montaż nowoczesnych systemów zarządzania energią oraz obowiązkową instalację wentylacji z odzyskiem ciepła. Kluczowym celem programu jest dostosowanie budynków użyteczności publicznej do nowoczesnych standardów efektywności energetycznej oraz poprawa jakości powietrza w tych obiektach.

Program powinien dążyć do:

- **Uzyskania wysokiego standardu energetycznego budynków**, tak aby zapotrzebowanie na energię użytkową było jak najniższe. Należy dążyć do standardu wskaźnika rocznego zapotrzebowania na energię użytkową (EU) na jak najlepszym możliwym poziomie, co pozwoli na znaczące ograniczenie zużycia energii oraz poprawę efektywności energetycznej budynków. Osiągnięcie tego celu wymaga



wprowadzenia wyższych wymogów dotyczących izolacji termicznej, powszechnego stosowania wentylacji z odzyskiem ciepła i odzyskiem wilgoci, rozwiązań wspomagających chłodzenie pomieszczeń w okresie letnim oraz zapewnienia efektywnego zarządzania energią. Odpowiednia jakość powietrza w budynkach użyteczności publicznej poprawi warunki pracy, opieki zdrowotnej oraz dostępności usług publicznych.

- **Cyfryzacji procesu wsparcia**, obejmującą pełną obsługę cyfrową wniosków i ich weryfikację, synchronizację baz danych oraz integrację z audytami energetycznymi i Centralną Bazą Emisyjności Budynków. Usprawni to proces, skróci czas rozpatrywania wniosków i poprawi transparentność.
- **Priorytetu dla elektryfikacji systemów grzewczych**, opartych na pompach ciepła oraz magazynowaniu ciepła. Tradycyjne paliwa powinny być zastąpione przez nowoczesne technologie ogrzewania, co zwiększy efektywność energetyczną i zmniejszy emisję zanieczyszczeń.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. klimatu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. budownictwa, planowania  
i zagospodarowania przestrzennego oraz  
mieszkalnictwa  
minister wł. ds. informatyzacji  
NFOŚiGW

## Działanie 112. Program wsparcia mikroprzedsiębiorstw – efektywność energetyczna budynków

Inwestycja skierowana będzie do mikroprzedsiębiorstw i będzie polegać na wsparciu renowacji budynków w celu zwiększenia ich efektywności energetycznej oraz obniżenia emisyjności ogrzewania i chłodzenia budynków wykorzystywanych do prowadzenia działalności gospodarczej, w tym przez integrację w budynkach wytwarzania energii odnawialnej i magazynowanie takiej energii.

Celem inwestycji jest udzielenie wsparcia mikroprzedsiębiorstwom znajdującym się w trudnej sytuacji ekonomicznej. Inwestycja skierowana będzie do tych, którzy udokumentują ponoszenie znaczących wydatków związanych z kosztami paliw kopalnych wykorzystywanych do ogrzania bądź chłodzenia budynków przeznaczonych na potrzeby prowadzenia działalności gospodarczej w stosunku do przychodów firmy.

Wsparcie będzie miało charakter finansowy i będzie stanowiło uzupełnienie środków prywatnych. Inwestycje w środki na rzecz efektywności energetycznej, a także w systemy ogrzewania i chłodzenia oparte na energii odnawialnej, takie jak ogrzewanie lub chłodzenie za pomocą elektrycznych pomp ciepła, lokalne systemy ciepłownicze i chłodnicze, oraz w udział w społecznościach energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej, są skuteczną metodą zmniejszenia zależności od importu paliw i obniżenia emisji. Wskazane jest zatem specjalne finansowanie w celu wsparcia mikroprzedsiębiorstw znajdujących się w trudnej sytuacji w dążeniu do transformacji energetycznej.

Inwestycja przyczyni się do trwałego zwiększenia odporności mikroprzedsiębiorstw na wzrost kosztów paliw kopalnych i ułatwi im funkcjonowanie, rozwój i wzrost konkurencyjności na rynku. Działanie to będzie miało istotne znaczenie z uwagi na strategiczną rolę mikroprzedsiębiorstw w polskiej gospodarce.

Inwestycja będzie realizowana na poziomie centralnym we współpracy z Bankiem Gospodarstwa Krajowego jako operatorem programu obsługującym proces naboru wniosków, przyznawania i wypłaty wsparcia.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. budownictwa, planowania i  
zagospodarowania przestrzennego oraz  
mieszkalnictwa

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu  
minister ds. finansów publicznych  
Bank Gospodarstwa Krajowego

**Działanie 113. Efektywny energetycznie sektor publiczny**

Działanie polega na upowszechnianiu dobrych praktyk z zakresu efektywności energetycznej, zmniejszeniu emisji zanieczyszczeń do atmosfery poprzez realizację inwestycji polegających na kompleksowej termomodernizacji budynków w sposób wzorcowy prowadzącej do racjonalizacji zużycia energii oraz poprawie efektywności energetycznej budynków użyteczności publicznej. Celem działania jest uzyskanie modernizacji w wysokości minimum 3% rocznie całkowitej powierzchni budynków o regulowanej temperaturze, ogrzewanych lub chłodzonych, które są własnością instytucji publicznych. Jednocześnie celem działania jest takie prowadzenie procesów modernizacyjnych, aby modernizowane budynki użyteczności publicznej stawały się zasobem dobrych praktyk i wzorców dla całego procesu modernizacyjnego. W tym kontekście należy przygotować szczegółowe wytyczne w zakresie modernizacji budynków użyteczności publicznej, z dążeniem do następujących priorytetów:

- Uzyskanie jak najwyższej efektywności energetycznej oraz najwyższej możliwej klasy energetycznej budynków po modernizacji poprzez stosowanie wysokiej jakości systemów docieplenia, stolarki okiennej i drzwiowej, mechanicznych systemów wentylacyjnych, systemów zarządzania energią oraz instalacji OZE.
- Elektryfikacja systemów grzewczych poprzez stosowanie pomp ciepła oraz magazynów ciepła, zastępujących tradycyjne paliwa, co zwiększy efektywność energetyczną i zmniejszy emisję zanieczyszczeń.
- Uzyskanie możliwie najwyższej jakości powietrza wewnętrznego dzięki zastosowaniu mechanicznej wentylacji z odzyskiem ciepła i wilgoci.
- Zapewnienie możliwie wysokiego poziomu autokonsumpcji energii poprzez wykorzystanie instalacji fotowoltaicznych (PV) oraz magazynów energii.
- Niedopuszczenie, na ile to możliwe, do zwiększenia wymaganej mocy przyłącza na potrzeby grzewcze i chłodnicze (przy zastosowaniu pomp ciepła oraz kotłów elektrycznych dzięki odpowiednim magazynom ciepła oraz ograniczeniu godzin pracy pomp).
- Wdrożenie systemów oszczędzania wody oraz odzyskiwania wody (w tym wykorzystanie deszczówki) i stosowanie zamkniętych obiegów wodnych.
- Odzyskiwanie energii z wody i powietrza.
- Utrzymanie odpowiedniej wilgotności powietrza wewnętrznego dzięki odzyskowi wilgoci w systemach wentylacyjnych.
- Zastosowanie automatyki budynkowej do kompleksowego zarządzania i optymalizacji pracy budynku.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu

**Działanie 114. Wprowadzenie modelu oceny ofert w przetargach na budowę budynków użyteczności publicznych w oparciu o całkowity koszt cyklu życia (LCC)**

Należy promować technologie obniżające koszty długoterminowe, takie jak rozwiązania energooszczędne, odnawialne źródła energii oraz trwałe materiały o niskich kosztach eksploatacyjnych. W zamówieniach publicznych na budowę i modernizację budynków użyteczności publicznej, takich jak szkoły, przedszkola, urzędy czy szpitale, rekomenduje się stosowanie przy ocenie ofert kryterium kosztu pozwalającego na zastosowanie rachunku kosztów cyklu życia budynków (LCC, ang. *Life Cost Cycle*) zgodnie z rozporządzeniem Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 23 listopada 2021 r. w sprawie metody kalkulacji kosztów cyklu życia budynków oraz sposobu przedstawiania informacji o tych kosztach.

W celu zachęcenia samorządów do stosowania metody LCC w zamówieniach publicznych Urząd Zamówień Publicznych w ramach swojej działalności informacyjno-szkoleniowej będzie promować

materiał pn. „Stosowanie kryterium kosztu opartego na LCC z zastosowaniem metody kalkulacji kosztów cyklu życia dla budynków w oparciu o przepisy Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 23 listopada 2021 r. w sprawie metody kalkulacji kosztów cyklu życia budynków oraz sposobu przedstawiania informacji o tych kosztach” udostępniony na stronie UZP pod linkiem: [Publikacje z obszaru ZZP - Urząd Zamówień Publicznych - Portal Gov.pl](#).

Tego typu podejście – najniższa cena liczona w szczególności jako koszt budowy i użytkowania – stanowi gwarancję uzyskania odpowiedniej jakości budynku, jego wysokiej efektywności energetycznej oraz zastosowania efektywnych systemów grzewczych i technicznych. Takie podejście zapewni również racjonalne gospodarowanie zasobami, zwiększy trwałość budynków oraz zagwarantuje komfort ich użytkowania przy jednoczesnym ograniczeniu wydatków na energię i utrzymanie. Co więcej, budynki te staną się wzorem dla innych inwestycji, wyznaczając nowy standard jakości, efektywności i długoterminowej opłacalności w sektorze budownictwa.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu

### **Działanie 115. Wdrażanie nowych standardów energetycznych stawianych nowym budynkom oraz budynkom podlegającym ważniejszym renowacjom**

Działanie obejmuje ustalenie minimalnych wymagań dotyczących charakterystyki energetycznej nowych budynków oraz budynków podlegających ważniejszym renowacjom zgodnie z dyrektywą UE 2024/1275 w sprawie charakterystyki energetycznej budynków oraz postępowaniem w budownictwie w sposób zapewniający osiągnięcie optymalnej pod względem kosztów równowagi między wymaganymi nakładami i kosztami energii zaoszczędzonymi podczas cyklu życia budynku. Proces ustalania minimalnych wymagań dotyczących charakterystyki energetycznej powinien również uwzględniać optymalizowanie budynków pod kątem wykorzystania ich potencjału w zakresie wykorzystania energii słonecznej oraz wprowadzenie standardów bezemisyjności. Ustalanie minimalnych wymagań powinno bazować na energii pierwotnej liczonej w całości, energii finalnej i energii użytkowej. Minimalne wymagania dotyczące charakterystyki energetycznej budynków powinny podlegać regularnemu przeglądowi w świetle postępu technicznego.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu

### **Działanie 116. System oceny energetycznej budynków i systemów technicznych budynków**

System funkcjonuje w oparciu o świadectwa charakterystyki energetycznej budynków oraz protokoły z kontroli systemów ogrzewania i systemów klimatyzacji w budynkach. Dokumenty sporządzane są na różnych etapach związanych z budową, użytkowaniem, sprzedażą lub najmem budynków. Dzięki nim możliwe jest uzyskanie wiedzy na temat efektywności energetycznej budynków, wykorzystania odnawialnych źródeł energii w budynkach oraz systemów technicznych w nich zainstalowanych, a także informacji na temat możliwości poprawy efektywności energetycznej przez szerokie grono zainteresowanych w uzyskaniu oszczędności energii w budynkach. Dzięki informacjom zawartym w świadectwie właściciel, najemca lub użytkownik budynku może określić orientacyjne roczne zapotrzebowanie na energię, a tym samym koszt utrzymania związany ze zużyciem energii. Ta wiedza wspiera podejmowanie decyzji o działaniach na rzecz poprawy efektywności energetycznej. System

oceny energetycznej budynków powinien być sukcesywnie rozwijany przez wprowadzenie rozwiązań skutkujących lepszą jakością i czytelnością dokumentów oraz zwiększaniem poziomu cyfryzacji poprzez również integrację baz w tym z CEEB. Wskazany jest również rozwój Centralnego Rejestru Charakterystyki Energetycznej Budynków w kierunku systemu eksperckiego na bazie odpowiednich algorytmów wspierającego merytorycznie decyzje o podjęciu inwestycji termomodernizacyjnych budynków dla realizacji celów polityki klimatycznej UE.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. finansów publicznych  
minister wł. ds. klimatu

### **Działanie 117. Efektywność energetyczna w budownictwie społecznym i zasobie mieszkaniowym gmin, uwzględniająca potrzeby grup wrażliwych**

Celem działania jest zwiększenie efektywności energetycznej istniejących i nowych budynków mieszkalnych, z naciskiem na poprawę dostępności ekonomicznej i dostosowanie do potrzeb grup wrażliwych społecznie, między innymi gospodarstw domowych o niskich dochodach. Działanie to wpisuje się w szerszą strategię integracji polityki klimatyczno-energetycznej z polityką społeczną i mieszkaniową państwa. Dzięki temu można efektywniej ograniczyć emisję CO<sub>2</sub> i jednocześnie poprawić jakość życia grup wrażliwych. Z uwagi na starzenie się społeczeństwa oraz wzrastającą liczbę osób wymagających wsparcia, niezbędne jest wdrażanie programów wspierających kompleksową termomodernizację istniejących budynków mieszkalnych z uwzględnieniem ich dostępności dla osób starszych i niepełnosprawnych. W działaniach tych szczególny nacisk powinien być położony na umożliwienie seniorom jak najdłuższego pozostawania w ich dotychczasowych miejscach zamieszkania poprzez zwiększenie komfortu cieplnego, obniżenie kosztów utrzymania, zapewnienie odpowiednich usług społecznych, ale jednocześnie tworzenie alternatywy w postaci wsparcia budowy nowych budynków senioralnych dostosowanych do potrzeb osób starszych. W działaniach tych szczególny nacisk powinien być położony na wsparcie budowy nowych budynków mieszkalnych o zwiększonym komforcie cieplnym i obniżonych kosztach utrzymania.

Działanie to powinno być realizowane w spójności z innymi dokumentami strategicznymi, takimi jak Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności oraz Plan Społeczno-Klimatyczny, zapewniając komplementarność wsparcia i efektywne wykorzystanie dostępnych zasobów publicznych.

Jednocześnie w działaniach dotyczących poprawy stanu technicznego istniejących budynków mieszkalnych powinny znaleźć się zachęty do zwiększania dostępności takich budynków dla osób starszych i niepełnosprawnych, umożliwiającym im jak najdłuższe zamieszkanie w odpowiednim komforcie (w tym komforcie cieplnym) w dotychczasowych miejscach zamieszkania.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. zabezpieczenia społecznego

**Działanie 118. Instrument finansowy – system białych certyfikatów**

Celem systemu świadectw efektywności energetycznej (systemu białych certyfikatów) jest zapewnienie spełnienia wymogu osiągnięcia oszczędności energii finalnej u odbiorców końcowych, wynikającego z art. 8 dyrektywy 2023/1791. System funkcjonuje na podstawie *ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej*. Podmioty zobowiązane realizują obowiązek uzyskania oszczędności energii przez:

- realizowanie przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej u odbiorcy końcowego, w wyniku których uzyskuje się oszczędność energii finalnej potwierdzonej audytem efektywności energetycznej,
- uzyskanie i przedstawienie do umorzenia Prezesowi URE świadectw efektywności energetycznej,
- realizowanie przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej u odbiorcy końcowego w ramach programów bezzwrotnych dofinansowań.

Ze świadectw efektywności energetycznej wynikają zbywalne prawa majątkowe, które są towarem giełdowym, a więc podlegają obrotowi na Towarowej Giełdzie Energii.

Przewiduje się modyfikację systemu świadectw efektywności energetycznej, obejmującą w szczególności usprawnienie zasad obliczania oszczędności energii oraz weryfikacji i kontroli osiągniętych oszczędności energii, w tym:

- ustanowienie zawodu regulowanego audytora efektywności energetycznej i tym samym przeniesienie ciężaru weryfikacji audytów z URE na audytorów, co w konsekwencji nie tylko usprawni proces ich weryfikacji, ale również przyczyni się do poprawy jakości audytów efektywności energetycznej,
- cyfryzację systemu świadectw efektywności energetycznej.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. klimatu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

Prezes URE

# Wymiar 3.

## Bezpieczeństwo energetyczne

### Działanie 119. Opracowanie i wdrażanie Krajowego programu poszukiwań surowców krytycznych

Działanie polega na weryfikacji możliwości pozyskiwania surowców krytycznych i strategicznych niezbędnych do prowadzenia transformacji energetycznej z zasobów krajowych. Dotyczy to m.in. litu, niklu, kobaltu i grafitu, czy innych metali z grupy platynowców. Opracowanie dokumentu wynika z tzw. rozporządzenia UE dot. surowców krytycznych – *Critical Raw Materials Act*.



#### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. środowiska

#### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

minister wł. ds. gospodarki surowcami energetycznymi  
Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy

### Działanie 120. Efektywna gospodarka surowcami ważnymi dla krajowej i unijnej gospodarki

Sprawną i efektywną realizacją *Polityki Surowcowej Państwa 2050*, która ma na celu zapewnienie bezpieczeństwa surowcowego kraju poprzez m.in. zapewnienie dostępu do surowców ważnych dla krajowej i unijnej gospodarki (m.in. surowców strategicznych i krytycznych), poszukiwanie, rozpoznawanie oraz dokumentowanie złóż kopalin, wspieranie rozwoju gospodarki o obiegu zamkniętym oraz rozwój współpracy międzynarodowej w zakresie geologii i surowców mineralnych.



#### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. środowiska

#### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

minister wł. ds. klimatu  
minister wł. ds. gospodarki surowcami energetycznymi  
Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy

### Działanie 121. Projekt badawczy – Redukcja metanu z powietrza wentylacyjnego w procesie transformacji górnictwa węgla kamiennego

Metan oprócz zagrożenia dla bezpieczeństwa prowadzenia eksploatacji i negatywnego wpływu na środowisko, stanowi również istotne źródło energii, w tym energii cieplnej, która mogłaby być wykorzystana na terenie kopalń, bądź w ich sąsiedztwie.

Projekt zakłada m.in. opracowanie założeń i wytycznych dla utylizacji metanu z powietrza wentylacyjnego (VAM) poprzez analizę i badania parametrów powietrza z europejskich kopalń węgla kamiennego, wielokryterialną prognozę emisji CH<sub>4</sub> w procesie transformacji sektora górnictwa węglowego, identyfikację ograniczeń i określenie warunków zabudowy instalacji do redukcji VAM oraz analizę

możliwości adaptacji dostępnych rozwiązań VAM, dobór odpowiedniej i opracowanie dedykowanej technologii utylizacji metanu wentylacyjnego na podstawie badań laboratoryjnych oraz analizy ekonomicznej jej zastosowania, opracowanie modelu i symulacja pracy instalacji, a następnie badania technologii w warunkach KD „Barbara”, co umożliwi stworzenie koncepcji dla jej zastosowania w kopalniach węgla kamiennego..

Dodatkowo dokonana zostanie pogłębiona analiza dostępnych technologii wychwytu metanu z powietrza wentylacyjnego kopalń.



#### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. gospodarki surowcami energetycznymi

#### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

minister wł. ds. aktywów państwowych

### Działanie 122. Analiza możliwości wdrożenia systemu wstrzymanej eksploatacji

Przeprowadzona zostanie analiza prawna, techniczno-organizacyjna i ekonomiczna ewentualnej możliwości wdrożenia systemu wstrzymanej eksploatacji, wraz z wytypowaniem złoża/złóż i infrastruktury, która potencjalnie musiałaby pozostać, na wypadek, gdyby przebieg transformacji odbiegał od przewidywanego scenariusza lub gdyby wystąpiła sytuacja kryzysowa, zagrażająca bezpieczeństwu energetycznemu Polski. W założeniu miałyby to dotyczyć maksymalnie ograniczonej infrastruktury, a „uśpiona” jednostka mogłaby zostać wykorzystana jedynie w sytuacji ekstraordynaryjnej. Z uwagi na miliardowe nakłady ponoszone na udostępnianie złóż oraz czas trwania takiego udostępniania, uniknięcie zatapiania i likwidacji całości infrastruktury pozwoliłoby na zapewnienie swego rodzaju rezerwy o charakterze strategicznym. Analiza mogłaby również objąć możliwość wykorzystania pozostawionej infrastruktury w innych strategicznych celach.



#### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. gospodarki surowcami energetycznymi

#### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

minister wł. ds. środowiska  
minister wł. ds. aktywów państwowych

### Działanie 123. Aktualizacja Polityki Surowcowej Państwa

Działanie polega na aktualizacji dokumentu *Polityki Surowcowej Państwa*, którego głównym celem jest zapewnienie bezpieczeństwa surowcowego państwa, poprzez zabezpieczenie potrzeb bieżących i przyszłych oraz stałe poszerzanie bazy zasobowej kopalin do produkcji surowców (w tym surowców energetycznych i surowców krytycznych).



#### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. środowiska

#### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

minister wł. ds. gospodarki surowcami energetycznymi

#### Działanie 124. Cykliczna aktualizacja planu działań zapobiegawczych oraz planu na wypadek sytuacji nadzwyczajnej oraz monitoring realizacji zadań wpisanych w planie działań zapobiegawczych

Działanie polegające na monitoringu postępów w realizacji kluczowych inwestycji zwiększających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego do krajowych odbiorców wskazanych w planie działań zapobiegawczych oraz w cyklicznej aktualizacji dokumentów: planu działań zapobiegawczych oraz planu na wypadek sytuacji nadzwyczajnej.



##### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. gospodarki surowcami energetycznymi

##### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

#### Działanie 125. Utrzymanie sprawnych połączeń międzysystemowych i terminalu LNG w Świnoujściu

Działanie dotyczy podejmowania kompleksowych działań służących zapewnieniu pełnej i stałej funkcjonalności oraz sprawności wszystkich istniejących połączeń transgranicznych oraz terminalu regazyfikacyjnego LNG w Świnoujściu, zapewniających łącznie bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego do krajowych odbiorców oraz możliwość eksportu nadwyżek gazu ziemnego, wzmacniających również bezpieczeństwo dostaw w ujęciu regionalnym. Działanie polega także na zapewnieniu odpowiedniej ochrony fizycznej oraz z zakresu cyberbezpieczeństwa.



##### PODMIOT WIODĄCY

Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej  
minister wł. ds. gospodarki surowcami energetycznymi

##### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

#### Działanie 126. Budowa terminalu FSRU w Zatoce Gdańskiej

Celem jest stworzenie infrastruktury, która umożliwi odbiór dostarczanego drogą morską skroplonego gazu ziemnego (LNG), jego regazyfikację oraz wprowadzenie do Krajowego Systemu Przesyłowego gazu ziemnego. Program zakłada umiejscowienie w Zatoce Gdańskiej pływającej jednostki FSRU (ang. *Floating Storage Regasification Unit*), czyli zacumowanego na stałe statku, zdolnego do wyładunku, procesowego składowania i regazyfikacji LNG, a także do świadczenia usług dodatkowych. Terminal FSRU będzie przystosowany do odbioru co najmniej 6,1 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego rocznie. Rozruch technologiczny i uruchomienie gdańskiego terminala planowane są na przełomie 2027 i 2028 r. Inwestycja prowadzona jest przy wsparciu i wykorzystaniu funduszy Unii Europejskiej. Komisja Europejska w ramach instrumentu „Łącząc Europę” przyznała projektowi LNG Gdańsk dofinansowanie na prace przygotowawcze. Komisja Europejska uwzględniła również gazociągi lądowe planowane do realizacji w ramach Programu FSRU w części pożyczkowej Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO) w rozdziale REPowerEU dotyczącym rozwoju infrastruktury niezbędnej do zaspokojenia najpilniejszych potrzeb związanych z bezpieczeństwem dostaw. Program FSRU podzielony jest na trzy główne projekty składowe: jednostka FSRU, offshore i onshore.



**PODMIOT WIODĄCY**

Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej  
Infrastruktury Energetycznej  
minister wł. ds. gospodarki surowcami  
energetycznymi

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

### Działanie 127. Zwiększanie pojemności i mocy odbioru systemu magazynowania paliw gazowych

Działanie polega na zrealizowaniu inwestycji infrastrukturalnych skutkujących zwiększeniem pojemności czynnych systemu magazynowania paliw gazowych oraz zwiększeniu maksymalnej mocy odbioru z instalacji magazynowych, co łącznie wpłynie na stabilność funkcjonowania systemu w szczególności w sezonie zimowym oraz zapewni fundament dla właściwego dalszego rozwoju rynku gazu i prowadzenia działalności handlowej w tym sektorze. Elastyczny system magazynowania może także odegrać pozytywną rolę w rozwoju rynku OZE, dzięki możliwości składowania biometanu w instalacjach magazynowych.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. gospodarki surowcami  
energetycznymi

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. środowiska

### Działanie 128. Rozbudowa i modernizacja systemu gazowego przesyłowego i dystrybucyjnego zgodnie z przyjętymi planami rozwoju oraz ich aktualizacjami

Działanie ma na celu zapewnienie prawidłowego rozwoju systemu gazowego, w sposób uzgodniony z uczestnikami rynku i spełniający ich oczekiwania. Realizacja działania zapewni poczucie funkcjonowania na stabilnym rynku, charakteryzującym się przewidywalnością w zakresie rozwoju infrastruktury służącej do transportu paliw gazowych, co ułatwi podejmowanie decyzji dotyczących zasadności wykorzystania gazu ziemnego jako paliwa przejściowego wśród obecnych i przyszłych odbiorców paliw gazowych. Rozbudowa bądź modernizacja systemu gazowego powinna być realizowana z uwzględnieniem planów przyłączenia i odbioru paliwa gazowego z instalacji produkcji biometanu.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. gospodarki surowcami  
energetycznymi

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu  
Prezes URE

### Działanie 129. Wsparcie dla realizacji Nordycko-Bałtyckiego Korytarza Wodorowego oraz innej infrastruktury do przesyłu wodoru o charakterze transgranicznym i krajowym

Polska będzie wspierać projekt polegający na budowie korytarza przesyłu wodoru przebiegającego przez kraje nordyckie i basen Morza Bałtyckiego na szczeblu rządowym. Wsparcie powinno polegać na wsparciu rządowym (politycznym) projektów realizujących polskie strategie w obszarze wodoru i energii, na forach UE i międzynarodowych, w tym podejmowanie niezbędnych rozmów z przedstawicielami rządów państw zaangażowanych w realizację projektów o strategicznym dla dekarbonizacji znaczeniu dla Polski. Wsparcie powinno polegać też na zapewnieniu poparcia rządowego dla polskich projektów lub

projektów międzynarodowych, w których uczestniczą polscy przedsiębiorcy, które to projekty realizują polskie cele klimatyczne i polityki w obszarze wodoru i energii, w ubieganiu się o dofinansowanie na ich realizację ze środków UE i środków zagranicznych. Projekt korytarza wodorowego będzie uwzględniał możliwość dystrybucji wodoru z północy na południe Polski, ze względu na projektowany rozkład podaży-popytu energii przy wzroście projektowanych mocy (zwłaszcza morskich i lądowych elektrowni wiatrowych oraz elektrowni jądrowej) na północy Polski.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. klimatu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. gospodarki surowcami energetycznymi

### Działanie 130. Przygotowanie planu działań w zakresie wielkoskalowego magazynowania wodoru w kawernach solnych

Działanie ma na celu szczegółowe zbadanie i ocenę potencjału technicznego oraz ekonomicznego magazynowania wodoru w kawernach solnych na terenie Polski. Naturalne właściwości kawern solnych, takie jak ich szczelność, duża objętość oraz możliwość utrzymania wysokiego ciśnienia, czynią je atrakcyjnymi obiektami do długoterminowego przechowywania energii w postaci wodoru. Jednakże obecny stan wiedzy na temat możliwości wykorzystania tego rodzaju magazynów energii na terenie kraju pozostaje ograniczony.

Działanie obejmuje prace badawcze, w tym wykorzystanie dotychczasowej wiedzy w zakresie możliwości wykorzystania struktur geologicznych w Polsce do magazynowania wodoru w kawernach solnych oraz dodatkowe badania geologiczne. Potrzebne jest określenie lokalizacji i możliwej do uzyskania pojemności kawern, oraz określenie możliwości wykorzystania w kontekście planowanych korytarzy wodorowych, sieci wodorowych oraz innej infrastruktury, w tym portowej umożliwiającej import wodoru lub amoniaku. Analiza powinna uwzględniać przeznaczenie kawern do magazynowania wodoru zarówno na potrzeby polskie jak i na potrzeby Europejskie. Konieczne jest ustalenie możliwości wykorzystania polskich kawern do magazynowania wodoru na potrzeby transformacyjne zarówno Polski jak i Europy. Kawerny solne powinny wpisywać się w tworzący się ekosystem wodorowy oraz uwzględniać warunki techniczne konieczne do bezpiecznego magazynowania wodoru, potencjalnie bariery technicznych, środowiskowe i regulacyjne. Analiza powinna także oszacować ekonomiczną opłacalność inwestycji.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. klimatu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. środowiska

### Działanie 131. Zapewnienie sprawnie funkcjonującej logistyki dostaw paliw, wspieranie rozwoju infrastruktury przeladunkowej, przesyłowej i magazynowej oraz działań zmierzających do przedłużenia systemu rurociągów paliwowych NATO (NATO's Pipeline System, tzw. NPS) do Polski

Działanie polega na wspieraniu inwestycji w ramach utrzymania sprawnego zaplecza logistycznego z systemami państw sąsiadujących (Niemcy, Czechy, Słowacja, Ukraina, Litwa) oraz morskimi terminalami paliwowymi; zapewnienie funkcjonowania oraz rozwój zdolności przeladunkowych morskich terminali paliwowych (również w zakresie LPG) w Szczecinie, Świnoujściu, Gdańsku oraz Gdyni, włącznie z bazą magazynową w Dębogórze; rozbudowę pojemności baz paliw tj. budowę nowych zbiorników na paliwa w bazach magazynowych, przedłużenie systemu rurociągów paliwowych CEPS do Polski.


**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. gospodarki surowcami energetycznymi

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**
**Działanie 132. Monitorowanie potrzeb magazynowych w zakresie ropy naftowej i paliw ciekłych**

Działanie jest realizowane na podstawie opracowywanej przez Rządową Agencję Rezerw Strategicznych prognozy krajowego zapotrzebowania na pojemności magazynowe dla zapasów interwencyjnych i handlowych paliw i ropy naftowej na okres 10 lat, która jest aktualizowana cyklicznie co 2 lata. Celem działania jest zapewnienie odpowiednich podstaw dla decyzji inwestorskich, co jest niezwykle istotne dla zapewnienia właściwego prognozowania potrzeb sektora rafineryjnego.


**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. gospodarki surowcami energetycznymi

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**
**Działanie 133. Wsparcie inwestycji mających na celu dywersyfikację oraz zwiększenie dostaw ropy naftowej, w tym m.in. zwiększenie możliwości przeładunkowych Naftoportu oraz zapewnienie odpowiednio rozwiniętej i sprawnej infrastruktury przesyłowej wewnątrz kraju, w tym optymalizację wydajności i bezpieczeństwa eksploatacji Rurociągu Pomorskiego**

Działanie mające na celu zapewnienia nieprzerwanych dostaw ropy naftowej będzie realizowane przez: zapewnienie funkcjonowania oraz rozwój zdolności przeładunkowych Naftoportu w Gdańsku, a także zapewnienie odpowiednio rozwiniętej i sprawnej infrastruktury przesyłowej wewnątrz kraju, w tym optymalizację wydajności i bezpieczeństwa eksploatacji Rurociągu Pomorskiego.


**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. gospodarki surowcami energetycznymi

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**
**Działanie 134. Zapobieganie i zarządzanie ograniczeniami dostaw energii elektrycznej**

Działanie polega na opracowaniu i aktualizacji krajowych aktów prawnych lub stosowaniu aktów UE odnoszących się do zakłóceń dostaw energii elektrycznej, poprzez przygotowanie przepisów prawnych, dokumentów, planów i procedur zapobiegających, mitygujących lub pozwalających na sprawne zarządzanie w wypadku wystąpienia sytuacji skutkującej ograniczeniami dostaw energii elektrycznej do odbiorców lub sytuacji zaistnienia kryzysu elektroenergetycznego. Dodatkowo działania te będą wsparte poprzez opracowywanie sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. energii

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE****Działanie 135. Instrument finansowy – Rynek mocy**

Działanie mające na celu zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego Polski, a także ciągłości dostaw energii elektrycznej do wszystkich odbiorców. Polega ono na zapewnieniu możliwości uzyskania – w konkurencyjnych aukcjach – kontraktów przez dostawców mocy w zamian za zapewnienie dostępności mocy i dostarczanie energii elektrycznej w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa systemu energetycznego. Jest odrębnym segmentem dwutowarowego rynku energii elektrycznej (obok rynku energii).

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. energii

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE****Działanie 136. Pakiet antyblackout'owy**

Działanie mające na celu opracowanie i wdrożenie rozwiązań legislacyjnych zwiększających odporność systemu elektroenergetycznego na zakłócenia i umożliwiających bezpieczną transformację energetyczną. Kompleksowy pakiet zmian w ustawach dotyczyć będzie obszarów:

1. **Zarządzanie systemem elektroenergetycznym:** wzmocnienie zachęt dla uczestników rynku do lepszego dostosowywania produkcji energii elektrycznej do aktualnych potrzeb systemu, unormowanie obowiązków w zakresie zgłaszania planów pracy dla instalacji przyłączonych do sieci, zwiększenie liczby podmiotów, które będą miały obowiązek udziału w rynku bilansującym (poprzez obniżenie progu wielkości instalacji zobowiązanych);
2. **Local content:** wprowadzenie regulacji dotyczących wykorzystywania w zamówieniach publicznych w obszarze elektroenergetyki określonego udziału urządzeń i rozwiązań ICT wyprodukowanych lokalnie;
3. **Cyberbezpieczeństwo:** wprowadzenie wymogów certyfikacyjnych dla urządzeń przyłączanych do sieci, obowiązek objęcia dużych instalacji i podmiotów nimi zarządzających stałym nadzorem cyberbezpieczeństwa, minimalizacja podatności urządzeń przyłączanych do KSE na cyberataki (security by design);
4. **Niezależność operatorów:** wzmocnienie nadzoru Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej nad rozwojem krajowej sieci elektroenergetycznej oraz procesami operatorskimi;
5. **Przyłączenia do sieci:** ukształtowanie procesu przyłączeniowego w taki sposób, aby wspierał rozwój technologii zgodnych z krajowym planem w dziedzinie energii i klimatu oraz z polityką energetyczną państwa oraz zasadą efektywnego gospodarowania środkami publicznymi;
6. **Prosumenci:** uporządkowanie zasad przyłączania prosumentów do sieci, zapewnienie operatorom pełnej wiedzy o pracy instalacji prosumenckich i możliwości zarządzania nimi.



**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. energii

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

OSP

**Działanie 137. Modernizacja i rozbudowa linii przesyłowych wewnątrz KSE w celu umożliwienia zwiększania przepływów transgranicznych**

Obejmuje działania na rzecz modernizacji i rozbudowy sieci wspierającej zwiększanie przepływów transgranicznych w ramach realizacji inwestycji zawartych w *Planie działania* opracowanym na podstawie rozporządzenia UE 2019/943, a także bieżące zwiększanie zdolności przesyłowych przez OSPe w ramach realizacji trajektorii liniowych zawartych w tymże Planie. Związane jest z tym między innymi ulepszanie aktualnej infrastruktury przesyłowej, wdrażanie zaawansowanych technologii monitorowania i zarządzania siecią oraz tworzenie nowych połączeń międzynarodowych.



**PODMIOT WIODĄCY**

OSP  
Pełnomocnik do spraw Strategicznej  
Infrastruktury Energetycznej

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. energii

**Działanie 138. Optymalizacja sposobu alokowania dostępnych transgranicznych zdolności przesyłowych**

Działanie to związane jest ze zwiększeniem dostępności obecnych połączeń transgranicznych dla handlu międzyobszarowego z wykorzystaniem optymalizacji alokowania dostępnych transgranicznych zdolności przesyłowych, m.in. dzięki stosowaniu metody FBA (ang. *flow-based approach*) – monitorowanie stosowania metody na rynku dnia następnego oraz działania na rzecz wprowadzenia na rynku dnia bieżącego.



**PODMIOT WIODĄCY**

OSP  
Prezes URE

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. energii

**Działanie 139. Działania w ramach współpracy regionalnej grupy BEMIP dotyczącej wdrożenia projektów związanych z synchronizacją systemów elektroenergetycznych krajów bałtyckich z systemem Europy kontynentalnej**

Obejmuje aktywny udział Polski we współpracy regionalnej w ramach grupy BEMIP (ang. *Baltic Energy Market Interconnection Plan*, obejmuje kraje bałtyckie i nadbałtyckie, bez Rosji), na różnych szczeblach, w odniesieniu do synchronizacji systemów elektroenergetycznych (dokonano 9 lutego 2025 r.) oraz w celu monitorowania bezpiecznej pracy i wspierania procesów inwestycyjnych prowadzonych przez OSPe.


**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. energii  
Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej  
Infrastruktury Energetycznej

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

Prezes URE  
OSP

**Działanie 140. Działania w zakresie integracji rynku energii elektrycznej i elektroenergetycznego systemu przesyłowego Ukrainy z rynkiem energii UE**

Obejmuje wspieranie procesu politycznego dialogu z Ukrainą oraz wsparcie na poziomie administracji i OSPe w celu dalszej integracji systemu i rynku energii energetycznej Ukrainy z UE.


**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. energii  
Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej  
Infrastruktury Energetycznej

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

OSP

**Działanie 141. Monitorowanie wykorzystania przez OSPe przychodów wynikających z alokacji zdolności przesyłowych połączeń wzajemnych**

Działania obejmujące publikacje danych dot. sposobu wykorzystania przychodów z ograniczeń sieciowych i z alokacji zdolności przesyłowych, w tym wykorzystania *congestion rent*. Przychody te są przeznaczone na finansowanie zagwarantowania rzeczywistej dostępności przydzielonych zdolności przesyłowych oraz inwestycji sieciowych w utrzymanie lub zwiększania zdolności przesyłowych połączeń wzajemnych.


**PODMIOT WIODĄCY**

Prezes URE  
Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej  
Infrastruktury Energetycznej

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. energii

**Działanie 142. Monitorowanie realizacji projektów PCI w obszarze elektroenergetycznym i pozyskanie wsparcia dla strategicznych projektów przez wprowadzanie ich na kolejne listy PCI**

Działanie dotyczy monitorowania na poziomie krajowym realizacji projektów znajdujących się na liście PCI oraz wsparcia projektów kandydujących na kolejne listy PCI mających znaczenie strategiczne i zgodnych z polityką państwa. Projekty PCI to kluczowe projekty dotyczące infrastruktury, które mają na celu dokończenie budowy europejskiego wewnętrznego rynku energii i pomoc w osiągnięciu unijnych celów polityki energetycznej i klimatycznej poprzez możliwość skorzystania z udogodnień prawnych i wsparcia finansowego.


**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. energii  
Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej  
Infrastruktury Energetycznej

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

Prezes URE  
OSP

### Działanie 143. Działania w zakresie integracji oraz poprawy funkcjonowania rynku energii elektrycznej

Działania związane z skoordynowanym wdrażaniem przez operatorów systemów wytycznych, zasad i metodologii jako aktów prawa UE dotyczących technicznych aspektów integracji systemów energetycznych oraz ich bezpiecznego funkcjonowania. Wprowadzenia na poziomie prawodawstwa krajowego rozwiązań służących tym celom.



#### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. energii  
Prezes URE

#### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

OSD  
OSP

### Działanie 144. Wzmacnianie cyberbezpieczeństwa w sektorze energii

Działanie polega na rozwoju sektorowego zespołu cyberbezpieczeństwa dla sektora energii – CSIRT Energia (Zespół Reagowania na Incydenty Bezpieczeństwa Komputerowego w sektorze energii, od ang. *Computer Security Incident Response Team*). Do jego zadań należeć będzie m.in. przyjmowanie zgłoszeń o incydentach poważnych oraz wsparcie w obsłudze tych incydentów, wspieranie operatorów usług kluczowych w wykonywaniu obowiązków określonych w ustawie o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa, analizowanie incydentów poważnych, wyszukiwanie powiązań pomiędzy incydentami oraz opracowywanie wniosków z obsługi incydentu, a także współpraca z właściwym CSIRT poziomu krajowego w zakresie koordynowania obsługi incydentów poważnych. Katalog zadań CSIRT Energia zostanie rozszerzony po wejściu w życie projektu ustawy o zmianie ustawy o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa, która implementuje do polskiego prawa dyrektywę NIS2.

Co więcej, w celu wzmocnienia cyberbezpieczeństwa w sektorze energii ważna jest skuteczna implementacja horyzontalnych przepisów wynikających z dyrektywy NIS2 implementowanej do prawa polskiego poprzez nowelizację ustawy o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa oraz dyrektywy CER dotyczącej odporności podmiotów krytycznych. Zgodność z dyrektywą NIS2 będzie wymagała rozszerzenia zakresu i ilości podsektorów w sektorze energii o m.in. wodór czy operatorów punktów ładowania.

Ponadto, odpowiednie wdrożenie przepisów sektorowych, w tym kodeksu sieci NCCS<sup>156</sup> i realizacja zadań organu właściwego ds. NCCS przez ministra właściwego ds. energii będzie również wzmacniać cyberbezpieczeństwo sektora energii.

Niezwykle ważne jest też systematyczne działanie na rzecz cyberbezpieczeństwa, wdrażanych w systemach teleinformatycznych, komponentów używanych w sektorze energii. Organ właściwy i sektorowy zespół cyberbezpieczeństwa powinny, we współpracy z innymi podmiotami krajowego systemu cyberbezpieczeństwa, wypracować rekomendacje mające na celu wzmocnienie cyberbezpieczeństwa, w tym np. co do wymogów cyberbezpieczeństwa jakie powinny spełniać urządzenia i oprogramowanie stosowane w nowoczesnych systemach sektora energii. W szczególności dotyczyłoby to nowych urządzeń ICT/OT, które mają stać się częścią instalacji technologicznych stosowanych w sektorze.

W tym kontekście należy zwrócić uwagę na nowe technologie typu smart, nowe typy źródeł energii oraz bezpieczne zastosowanie technologii wykorzystujących algorytmy sztucznej inteligencji.

<sup>156</sup> Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2024/1366 (pełna nazwa w Wykazie regulacji UE na końcu dokumentu)



**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. energii

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. informatyzacji

**Działanie 145. Wzmacnianie cyberbezpieczeństwa w sektorze gospodarowania odpadami**

Dyrektywa NIS2 wprowadza nowe sektory, w których konieczne będzie podjęcie działań mających na celu zwiększenie ich poziomu cyberbezpieczeństwa. Jednym z takich sektorów jest gospodarowanie odpadami. Dyrektywa NIS2 jest wdrażana do polskiego prawa w ramach projektu ustawy o zmianie ustawy o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa, zgodnie z którą organem właściwym ds. cyberbezpieczeństwa dla sektora gospodarowania odpadami jest minister właściwy do spraw klimatu, czyli obecnie Minister Klimatu i Środowiska. Z racji tego, po wejściu w życie ustawy wdrażającej dyrektywę NIS2, konieczne będzie podjęcie szeregu działań mających na celu zbudowanie odpowiedniego poziomu cyberbezpieczeństwa tego sektora. Mowa tu chociażby o identyfikacji podmiotów z sektora gospodarowania odpadami, ustanowieniu komórki realizującej zadania organu właściwego ds. cyberbezpieczeństwa dla tego sektora czy wdrożeniu odpowiednich mechanizmów nadzorczych oraz budowaniu świadomości sytuacyjnej.

Działanie będzie polegało także na rozwoju CSIRT sektorowego dla sektora gospodarowania odpadami. CSIRT sektorowy będzie utworzony w strukturze Ministerstwa Klimatu i Środowiska. Do jego zadań należeć będzie m.in. przyjmowanie wczesnych ostrzeżeń, zgłoszeń o incydentach, sprawozdań okresowych i sprawozdań końcowych, przyjmowanie zgłoszeń o potencjalnych zagrożeniach dla cyberbezpieczeństwa, reagowanie na incydenty, gromadzenie informacji o podatnościach i cyberzagrożeniach, współpraca z podmiotem kluczowym i podmiotem ważnym w zakresie wymiany dobrych praktyk, organizacja i uczestniczenie w ćwiczeniach, wspieranie inicjatyw szkoleniowych czy współpraca z CSIRT poziomu krajowego i CSIRT sektorowymi. Działania te będą tożsame dla CSIRT sektorowego dla sektora energii.

Należy pamiętać, że działania te będą mogły zostać wdrożone po wejściu w życie projektu ustawy o zmianie ustawy o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa, która implementuje do polskiego prawa dyrektywę NIS2.



**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. klimatu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. informatyzacji



# Wymiar 4.

## Wewnętrzny rynek energii i społeczne aspekty transformacji

### Działanie 146. Upowszechnienie umów z ceną dynamiczną

Rozwój nowoczesnego, elastycznego i efektywnego systemu energetycznego wymaga aktywnego zaangażowania odbiorców końcowych. Upowszechnienie umów z ceną dynamiczną pozwala na dostosowanie zużycia energii do rzeczywistych warunków rynkowych, co w dłuższej perspektywie przyczynia się do zwiększenia efektywności energetycznej oraz ograniczenia kosztów systemowych.

Z punktu widzenia transformacji energetycznej oraz gospodarki, wdrożenie umów z ceną dynamiczną w ujęciu strategicznym przynosi szereg korzyści:

- zmniejszenie potrzeby kosztownych dopłat do programów wsparcia dla magazynów energii (elektrycznych i ciepłych) oraz systemów zarządzania energią (BEMS), ponieważ ich opłacalność będzie wynikała z mechanizmów rynkowych,
- zwiększenie opłacalności nowych mocy wiatrowych i fotowoltaicznych, co sprzyja inwestycjom w te źródła,
- rozwój rynku samochodów elektrycznych (ładowanych w tanich godzinach) oraz infrastruktury towarzyszącej, w tym ładowarek i rozwiązań vehicle-to-grid (V2G),
- zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego po stronie popytu (oraz podaży w przypadku fleksumentów i użytkowników V2G), co ograniczy potrzebę kosztownej rozbudowy sieci i umożliwi integrację większej liczby źródeł OZE o niskich kosztach krańcowych, prowadząc do spadku hurtowych cen energii,
- obniżenie rachunków gospodarstw domowych, przy świadomym zarządzaniu własnym zużyciem tej energii,
- aktywizację odbiorców końcowych.

Wprowadzenie umów z ceną dynamiczną na szeroką skalę wymaga odpowiednich przygotowań – zarówno regulacyjnych, technologicznych, jak i społecznych. Dlatego niezbędne jest opracowanie kompleksowego planu ich upowszechnienia. Uwzględniając liczne korzyści dla gospodarki, jak wskazano powyżej, plan powinien doprowadzić do sytuacji, w której umowy z ceną dynamiczną będą bardziej powszechnie używane na rynku energii. Plan ten powinien zakładać model, który będzie jednocześnie prosty, atrakcyjny finansowo i bezpieczny dla użytkowników.

Plan powinien zawierać elementy motywujące do aktywnego zarządzania zużyciem energii poprzez transparentność cen i możliwość uzyskania przez odbiorców aktywnie uczestniczących w rynku energii elektrycznej realnych oszczędności w porównaniu do korzystania z umów z ceną stałą. Ponadto w planie powinny zostać ujęte zintegrowane działania edukacyjno-informacyjne przedstawiające odbiorcom korzyści z aktywizacji na rynku energii, jednocześnie edukując o charakterystyce i zasadach funkcjonowania umów z ceną dynamiczną. Plan powinien zakładać również rozwój nowoczesnych narzędzi analitycznych oraz prostotę obsługi dla odbiorców końcowych. Dzięki temu umowy z ceną dynamiczną mogą w przyszłości stać się skutecznym mechanizmem optymalizacji rynku energii i poprawy jego stabilności.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. energii

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

Prezes URE

**Działanie 147. Krajowy Punkt Kontaktowy do spraw odnawialnych źródeł energii**

Działanie polega na funkcjonowaniu punktu w postaci strony internetowej, w którym wnioskodawca będzie mógł znaleźć informacje na temat tego, jakie procedury administracyjne są konieczne w przypadku danego projektu OZE oraz w jaki sposób należy je przeprowadzić. Krajowy Punkt Kontaktowy OZE (KPK OZE) ma przede wszystkim na celu ułatwienie dostępu do informacji na temat procesów inwestycyjnych oraz odciążenie organów administracji publicznej, które udzielają merytorycznych odpowiedzi w tym zakresie. Treści na stronie KPK OZE są szczególnie przydatne dla osób lub podmiotów, które chcą zostać:

- prosumentami energii odnawialnej lub
- wytwórcami energii z OZE.

Dodatkowym aspektem KPK OZE jest jego walor edukacyjny. Portal jest także źródłem wiedzy dotyczącej funkcjonowania technologii odnawialnych źródeł energii oraz procedur związanych z realizacją projektów OZE.

KPK OZE jest pierwszym punktem kontaktowym, w którym można uzyskać informacje na temat procedur administracyjnych wymaganych w przypadku realizacji projektów OZE oraz sposobu ich przeprowadzenia np.:

- warunków, które należy spełnić, aby przystąpić do danego postępowania,
- sposobów załatwienia sprawy (listownie lub elektronicznie),
- terminu załatwienia sprawy,
- organów właściwych do realizacji sprawy,
- chronologicznych opisów czynności, które musi wykonać wnioskodawca,
- opisów czynności wykonywanych przez organ wydający rozstrzygnięcie,
- kosztów postępowania,
- czasu trwania postępowania,
- możliwości odwołania się od rozstrzygnięcia.

KPK OZE posiada m.in. także bardzo ważne narzędzie do wykorzystania przez wszystkich użytkowników - specjalnie przygotowany formularz kontaktowy, dzięki któremu można skierować konkretne zapytanie dotyczące procesu inwestycyjnego. Specjaliści będą udzielać bezpośrednich odpowiedzi, a w przypadku bardziej szczegółowych kwestii, które wykraczają poza zakres KPK OZE, pytania zostaną przekierowane do odpowiedniego organu merytorycznego.

Na stronie KPK OZE znajdują się również ogólne informacje w zakresie funkcjonowania technologii odnawialnych źródeł energii. Pozwoli to wszystkim zainteresowanym znaleźć w jednym miejscu informacje nie tylko o procedurach administracyjnych, ale także w szerszym zakresie związanym z OZE.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. klimatu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. energii

## **Działanie 148. Digitalizacja i standaryzacja procesów inwestycyjnych dla transformacji energetyczno-klimatycznej**

Transformacja energetyczna obejmuje nie tylko rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE), ale także modernizację ciepłownictwa, termomodernizację budynków, zmiany w transporcie, przemyśle i rolnictwie oraz dostosowanie miast do zmian klimatycznych. Aby przyspieszyć i usprawnić ten proces, konieczne jest wdrożenie cyfrowych narzędzi, standaryzacja dokumentacji i utworzenie systemowego wsparcia dla inwestorów. Kluczowe działania obejmują digitalizację procesów administracyjnych, jednolite procedury i dokumentację, krajowy punkt kontaktowy CWTE (patrz Działanie 141) oraz system monitorowania inwestycji.

### **1. Digitalizacja procesów inwestycyjnych**

Należy zaprojektować i wdrożyć centralną platformę procesów inwestycyjnych, która umożliwi obsługę najistotniejszych procesów inwestycyjnych w transformacji energetycznej. Powinna ona obejmować e-rejestr inwestycji, cyfrowy obieg dokumentów, automatyzację uzyskiwania pozwoleń oraz zintegrowaną komunikację między inwestorami, administracją i wykonawcami. Cyfryzacja pozwoli skrócić czas realizacji inwestycji, zwiększyć transparentność oraz ułatwić koordynację projektów. W celu zapewnienia racjonalności oraz optymalnego prowadzenia inwestycji wskazane byłoby również stworzenie platformy informacyjnej o dostępnych terenach inwestycyjnych. Dzięki takim działaniom inwestorzy mogliby łatwiej realizować inwestycje oraz lokalizować je w miejscach bardziej optymalnych, np. bliżej infrastruktury przyłączeniowej energetyki. Digitalizacja procesów inwestycyjnych powinna być prowadzona ze szczególną uwagą w zakresie przepisów ochrony danych osobowych RODO.

### **2. Standaryzacja dokumentacji i procedur**

Aby usprawnić inwestycje, należy wdrożyć zunifikowane wzory umów i procedur administracyjnych dla projektów OZE, termomodernizacji budynków, zeroemisyjnego transportu, niskoemisyjnego ciepłownictwa oraz przemysłu i rolnictwa. Ujednolicenie dokumentacji ograniczy biurokrację, przyspieszy procesy decyzyjne i zmniejszy ryzyko sporów prawnych.

### **3. Centrum Wsparcia Transformacji Energetycznej (CWTE)**

Kluczowym elementem koordynacji transformacji powinno być utworzenie ogólnokrajowego CWTE, które będzie zapewniać informacje o procedurach administracyjnych, technologiach, dostępnych funduszach i partnerach inwestycyjnych. CWTE powinien mieć strukturę obejmującą dwie linie wsparcia: ogólną, obejmującą doradztwo administracyjne oraz ekspercką, z wyspecjalizowanymi doradcami w zakresie energetyki, transportu, ciepłownictwa, budownictwa, przemysłu i rolnictwa. Szczegóły uruchomienia CWTE podano w Działanie 149. Stworzenie Centrum Wsparcia Transformacji Energetycznej (CWTE). CWTE powinien być zintegrowany z działaniami podanymi w punkcie 1 i 2 powyżej.

### **4. Monitorowanie i raportowanie inwestycji**

Aby skutecznie zarządzać transformacją, należy wdrożyć cyfrowy system monitorowania inwestycji, który będzie śledził postępy w ich realizacji, harmonogramy i efekty. System ten powinien agregować dane o realizowanych projektach, analizować ryzyka i wskazywać potencjalne opóźnienia. Dzięki temu inwestycje będą realizowane sprawniej, a ich efektywność wzrośnie.

Podjęcie tych działań pozwoli na skuteczne zarządzanie procesem transformacji, eliminację barier administracyjnych oraz przyspieszenie wdrażania nowych technologii. Digitalizacja, standaryzacja i skuteczna koordynacja to kluczowe elementy sprawnej i efektywnej transformacji energetyczno-klimatycznej w Polsce.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. energii

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. informatyzacji  
 minister wł. ds. gospodarki  
 minister wł. ds. klimatu  
 minister wł. ds. gospodarki surowcami  
 energetycznymi  
 minister wł. ds. budownictwa, planowania  
 i zagospodarowania przestrzennego oraz  
 mieszkalnictwa  
 minister wł. ds. rolnictwa  
 minister wł. ds. transportu

**Działanie 149. Stworzenie Centrum Wsparcia Transformacji Energetycznej (CWTE)**

Działanie polega na utworzeniu Centrum Wsparcia Transformacji Energetycznej (CWTE), które będzie miejscem pozyskiwania wiedzy dla podmiotów uczestniczących w procesie transformacji. W CWTE dostępne będą informacje dotyczące wymaganych procedur administracyjnych dla projektów transformacji energetyczno-klimatycznej, w tym projektów OZE, oraz wskazówki dotyczące sposobu ich realizacji. CWTE ma być wyposażone w wiedzę z następujących dziedzin:

1. Procedury administracyjne i prawne w zakresie transformacji;
2. Opracowane modele technologiczne możliwe do implementacji w różnych warunkach;
3. Dostępne programy finansowe i modele wsparcia;
4. Listę odpowiednich partnerów mogących realizować projekty i procedury związane z transformacją w zakresie technologicznym, prawnym i finansowym;
5. Aktualny stan realizacji projektów transformacji oraz informacje o nowych planowanych projektach we wszystkich powiatach w Polsce.

Prezentowana wiedza powinna być poparta analizami finansowymi i technicznymi, które są uzasadnieniem dla prezentowanej przez CWTE wiedzy.

Sprawnie zorganizowane CWTE jest głównym elementem prowadzenia procesu transformacji energetyczno-klimatycznej. Każdy podmiot realizujący projekty w zakresie transformacji klimatyczno-energetycznej może konsultować swój projekt w zakresie jego zasadności i dobrego synchronizowania projektu z innymi projektami.

W podstawowej kompetencji CWTE jest centrum informacyjnym i wsparciem dla wszystkich podmiotów, które realizują transformację energetyczno-klimatyczną, w szczególności jednostki samorządu terytorialnego, spółdzielnie mieszkaniowe, dostawcy urządzeń, inwestorzy, jednostki finansujące i inni. CWTE posiada pełną wiedzę w zakresie całego procesu. Potrafi przedstawić każdemu podmiotowi pełną wiedzę i wsparcie zarówno w zakresie ogólnym jak i szczegółowym, jak proces transformacji powinien wyglądać w każdej dziedzinie procesu tj.: w zakresie elektroenergetyki, ciepłownictwa, transportu, transformacji budownictwa, rolnictwa i przemysłu.

Struktura CWTE powinna być tak zorganizowana, aby posiadać przynajmniej dwie linie wsparcia: pierwsza – odpowiedzialna za ogólną wiedzę, a druga – posiadająca specjalistów dziedzinowych. Dodatkowo CWTE powinno posiadać dedykowany personel do poszczególnych powiatów w Polsce, tak by dobrze znać lokalne uwarunkowania.

CWTE powinno być wyposażone w odpowiednie systemy wsparcia, w szczególności w symulator systemu energetycznego, który na poziomie lokalnym mógłby być narzędziem planistycznym transformacji energetycznej.

Dodatkowo CWTE stworzy i będzie utrzymywał dedykowane bazy danych obsługujące procesy inwestycyjne, oraz inwentaryzację budowanych i planowanych instalacji OZE. Wszystkie bazy będą ogólnodostępne.

Wszystkie podstawowe usługi przedstawione powyżej CWTE będzie świadczyć bezpłatnie jako usługę publiczną. CWTE będzie też świadczyć usługi odpłatne, wspierając inwestycje komercyjne w zakresie realizacji procesów inwestycyjnych. Przykładowo, przedsiębiorstwo energetyki ciepłej (PEC) planujące elektryfikację systemu ciepłowniczego, inwestor farmy wiatrowej lub spółdzielnia planująca termomodernizację mogą skontaktować się z CWTE, które pomoże przygotować plan inwestycji. Następnie CWTE będzie stanowiło „jedno okienko” dla inwestora, pośrednicząc w pozyskaniu pozwoleń, dofinansowania, weryfikacji jakości prac i innych działaniach, o których wsparcie wystąpi inwestor. Działania te będą dodatkowym źródłem przychodów CWTE, uzupełniającym fundusze publiczne.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. energii

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu

minister wł. ds. finansów publicznych

**Działanie 150. Symulator Systemu Energetycznego dla Samorządu**

Transformacja energetyczno-klimatyczna miast i gmin wymaga skutecznego narzędzia analitycznego, które pozwoli samorządom planować modernizację systemów energetycznych w sposób optymalny ekonomicznie i technologicznie. Państwo powinno stworzyć i wdrożyć **Symulator Systemu Energetycznego Miast i Gmin**, który umożliwi modelowanie różnych scenariuszy dekarbonizacji, analizę kosztów inwestycji oraz określenie najbardziej efektywnych zintegrowanych działań w zakresie energetyki, ciepłownictwa, transportu i infrastruktury budynkowej.

System powinien pełnić kluczową rolę w planowaniu działań i pomagać miastom oraz gminom ustalać **optymalną kolejność transformacji**, uwzględniając zarówno aspekty technologiczne, jak i finansowe. Na podstawie rzeczywistych danych powinien wskazywać, które elementy modernizacji należy wdrażać w pierwszej kolejności, aby osiągnąć największy efekt kosztowy i energetyczny. Samorządy będą mogły analizować różne warianty transformacji, na przykład czy w pierwszym etapie skupić się na termomodernizacji budynków, modernizacji ciepłownictwa czy inwestycjach w odnawialne źródła energii. System powinien analizować, jakie technologie najlepiej sprawdzą się w danej lokalizacji, uwzględniając lokalne zasoby, charakterystykę zabudowy oraz potrzeby mieszkańców i przedsiębiorstw.

Symulator powinien uwzględniać aspekt finansowy i wskazywać najbardziej opłacalne modele realizacji inwestycji, uwzględniając dostępne programy wsparcia, możliwości finansowania dłużnego oraz modele zarządzania taryfami. Dzięki temu miasta i gminy będą mogły dostosować swoje plany inwestycyjne do realnych możliwości budżetowych i dostępnych źródeł finansowania.

Aby narzędzie mogło działać skutecznie, konieczne jest jego włączenie do strategii krajowej, zapewnienie dostępu o ile to będzie możliwe do aktualnych danych oraz koordynacja wdrożenia na poziomie krajowym. System powinien o ile to będzie możliwe być zintegrowany z istniejącymi bazami danych i rejestrami dotyczącymi infrastruktury miejskiej i gminnej, sieci energetycznych oraz zużycia energii, a także dostosowany do różnych uwarunkowań lokalnych. Musi również zostać zintegrowany z **Centrum Wsparcia Transformacji Energetycznej (CWTE)**, który będzie pełnił funkcję centrum doradczego i koordynacyjnego. Integracja z CWTE pozwoli na bieżącą synchronizację danych, dostęp do analiz eksperckich oraz lepsze skoordynowanie działań na poziomie lokalnym i krajowym. Wszystkie prace implementacyjne powinny być prowadzone ze szczególną uwagą w zakresie przepisów ochrony danych osobowych RODO.

Samorządy powinny być zachęcane do korzystania z symulatora poprzez powiązanie jego wyników z procesem przyznawania środków publicznych na inwestycje w modernizację energetyczną i infrastrukturę. Stworzenie krajowego centrum wsparcia zapewni doradztwo i szkolenia w zakresie wykorzystania narzędzia oraz wdrażania rekomendowanych scenariuszy. Wdrożenie symulatora pozwoli na bardziej efektywne zarządzanie transformacją energetyczną, optymalizację wydatków i zwiększenie skuteczności działań dekarbonizacyjnych w polskich miastach i gminach.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. energii

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. rozwoju regionalnego

**Działanie 151. Rozwój ośrodków i systemów modelowania**

Obecnie funkcjonuje wiele instytucji zajmujących się modelowaniem systemów energetycznych i rynku energii. Konieczne jest ustanowienie współpracy między ośrodkami w celu:

- Ujednolicenia i standaryzacji baz danych, w tym m.in. cen technologii, surowców energetycznych, wartości brzegowych oraz limitów (np. maksymalnej mocy lądowych turbin wiatrowych w Polsce).
- Standaryzacji metod, a co za tym idzie wyników modelowania, aby zapewnić spójność analiz oraz porównywalność prognoz wykorzystywanych w planowaniu polityki energetycznej.
- Ustalenia zasad modelowania całego systemu energetycznego, obejmującego elektroenergetykę, ciepłownictwo, transport z uwzględnieniem aspektów makroekonomicznych oraz wpływu na środowisko, z uwagi na postępującą elektryfikację i łączenie się sektorów.

Należy również zapewnić finansowanie rozwoju i utrzymania systemów modelowania, co umożliwi prowadzenie zaawansowanych i spójnych badań oraz rozwój narzędzi analitycznych wspierających transformację energetyczną.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. energii

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**
 minister wł. ds. informatyzacji  
 minister wł. ds. klimatu  
 OSD  
 OSP
**Działanie 152. Opracowanie i wdrażanie Planu Społeczno-Klimatycznego**

Plan Społeczno-Klimatyczny (PSK) pełnić będzie funkcję narzędzia implementacyjnego dla przyznanych Polsce środków ze Społecznego Funduszu Klimatycznego na niwelowanie wzrostu ubóstwa energetycznego i transportowego na skutek wejścia w życie systemu EU ETS-2.

PSK obejmować będzie komponent inwestycyjny oraz płatności bezpośrednie. Proponowane inwestycje ukierunkowane powinny być na obszary: wymiany źródeł ciepła, termomodernizacji i remontu budynków mieszkalnych jednorodzinnych oraz będących w posiadaniu mikroprzedsiębiorstw; tworzenia nowych zasobów mieszkaniowych socjalno-komunalnych oraz mieszkań wspomaganych/treningowych; powstawania społeczności energetycznych; renowacji budynków (mieszkania socjalne i/lub komunalne) należących do samorządu gminnego; zakupu taboru autobusowego i kolejowego; budowy, przebudowy przystanków i stacji kolejowych z budową parkingów; modernizacji infrastruktury pasażerskiej dla autobusów; infrastruktury dostępu do węzłów przesiadkowych; organizacji publicznego transportu kolejowego; infrastruktury rowerowej; transportu na żądanie oraz działań związanych z bezpośrednim wsparciem dochodów gospodarstw domowych (tzw. mechanizm osłonowy).

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. rozwoju regionalnego

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**
 minister wł. ds. energii  
 minister wł. ds. klimatu  
 minister wł. ds. transportu  
 minister wł. ds. budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa  
 minister wł. ds. rodziny, pracy i polityki społecznej  
 samorządy województw

**Działanie 153. Redukowanie ubóstwa energetycznego oraz ochrona odbiorcy wrażliwego**

Działania skoncentrowane będą na eliminowaniu społecznego zjawiska ubóstwa energetycznego, będą polegać w szczególności na poniższych poddziałaniach:

1. Przegląd prawnej definicji ubóstwa energetycznego (ustawa – Prawo energetyczne).
2. Diagnoza zjawiska ubóstwa energetycznego w Polsce oraz wdrożenie jego monitorowania przez instytucje państwowe, w ścisłej współpracy ze stroną społeczną.
3. Przygotowanie ram prawnych, narzędzi administracyjnych i instrumentów finansowych wsparcia osób dotkniętych zjawiskiem ubóstwa energetycznego, w celu redukcji tego zjawiska co najmniej do poziomu średniej UE do 2035 r. – termin: 4 kw. 2027 r.

Interwencje obejmować będą modyfikację istniejących bądź wprowadzanie nowych form wsparcia, w obszarze polityki socjalnej, a także działania na rzecz zwiększania efektywności energetycznej budynków oraz inicjatywy edukacyjne, których celem jest wsparcie najbardziej potrzebujących odbiorców i redukcja zjawiska ubóstwa energetycznego. Ze względu na silne powiązanie w Polsce ubóstwa energetycznego z zabezpieczeniem dostaw ciepła na cele ogrzewania po akceptowalnych kosztach, kluczowe znaczenie będą miały bezzwrotne programy dofinansowania działań termomodernizacyjnych, instalacji zeroemisyjnych źródeł energii i ciepła, zintegrowanych z magazynami energii i ciepła.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. zabezpieczenia społecznego

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. energii  
minister wł. ds. polityki senioralnej  
minister wł. ds. rozwoju regionalnego  
minister wł. ds. budownictwa, planowania  
i zagospodarowania przestrzennego oraz  
mieszkalnictwa

**Działanie 154. Badanie statystyczne dotyczące zużycia paliw i energii w gospodarstwach domowych**

Działanie polega na modyfikacji dotychczas realizowanego przez GUS badania dotyczącego zużycia paliw i energii w gospodarstwach domowych, tak by dostarczało bardziej użytecznych i lepszej jakości danych wykorzystywanych do monitorowania procesu transformacji energetycznej, w tym m.in. ubóstwa energetycznego

Rekomenduje się rozważenie przez GUS możliwości zmiany częstotliwości realizacji badania z cyklu 3-letniego na 2-letni lub coroczny, zwiększenie próby badawczej oraz weryfikację zbieranych informacji z uwzględnieniem pytań dotyczących potrzeb remontowych, planów inwestycyjnych, wiedzy o programach wsparcia. Dodatkowo w celu podniesienia efektywności gromadzonych danych rekomenduje się integrację informacji z innych badań i źródeł.

Powyższe działania należy przeprowadzić w oparciu o Europejski Kodeks Praktyk Statystycznych.

**PODMIOT WIODĄCY**

Prezes GUS

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. energii

**Działanie 155. Działania na rzecz walki z ubóstwem transportowym w ramach PSK**

Działania polegające na poprawie oferty oraz sposobu funkcjonowania transportu publicznego (drogowego, szynowego) przyczyniające się do zapobiegania pogłębieniu zjawiska ubóstwa

transportowego. Działania te skierowane będą potencjalnie do osób lub gospodarstw domowych najbardziej zagrożonych wystąpieniem zjawiska ubóstwa transportowego, czy to z przyczyn ekonomicznych (strona popytowa) czy z powodu braku dostępu do transportu publicznego (strona podaźowa). Wdrażane w ramach działania środki lub inwestycje będą realizowane ze wsparciem środków unijnych w ramach Planu Społeczno-Klimatycznego.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. transportu

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu  
minister wł. ds. energii  
minister wł. ds. rozwoju regionalnego

**Działanie 156. Zapewnienie wsparcia dla regionów węglowych**

Działania dotyczą wsparcia m.in. przez programy szkoleniowe i umożliwiające przekwalifikowanie, programy rozwoju lokalnego, partnerstwa i współpracy. Działanie będzie realizowane z wykorzystaniem dostępnych funduszy. Środki wydatkowane będą m.in. na działania związane z łagodzeniem skutków transformacji branży paliw kopalnych i energetyki konwencjonalnej. Ważną rolę w ww. procesach mogą pełnić regionalne fundusze, zapewniając integrację programów, monitorowanie efektów oraz współpracę z samorządami, przedsiębiorstwami, instytucjami rynku pracy i in.

Szczególnymi elementami działania będą:

1. Stworzenie systemu zachęt inwestycyjnych w regionach wydobywczych i wysokoemisyjnych,
2. Mapowanie potrzeb regionów w zakresie dostępności i kwalifikacji kadr w sektorach energetycznych i okołobranżowych w kontekście projektów inwestycyjno-transformacyjnych,
3. Mapowanie potrzeb kształcenia i przekwalifikowania zawodowego,
4. Projektowanie i programowanie kierunków kształcenia i doskonalenia zawodowego,
5. Zintegrowanie działań szkoleniowo-rekrutacyjnych pomiędzy instytucjami publicznymi i podmiotami gospodarczymi,
6. Doradztwo i kampanie edukacyjno-informacyjne oraz ośrodki wsparcia pracowników w transformacji i ich rodzin,
7. Zachowanie tradycji i dziedzictwa kulturowego regionów wydobywczo-przemysłowych,
8. Kampania edukacyjno-informacyjna dotycząca planów i praktycznych wymiarów transformacji oraz wielopoziomowe konsultacje publiczne aKPEiK 2030 i dokumentów strategicznych dotyczących transformacji energetycznej.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. gospodarki surowcami  
energetycznymi

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. energii  
minister wł. ds. rozwoju regionalnego

**Działanie 157. Zapewnienie rozwoju regionów węglowych**

W rezultacie transformacji klimatyczno-energetycznej postępuje wygaszanie węglowych mocy wytwórczych oraz kopalń węgla, co z kolei wpływa na lokalne miejsca pracy i społeczności. Jednak dobrze przeprowadzona transformacja może otworzyć przed nimi zupełnie nowe możliwości. Należy podkreślić, że z tych możliwości skorzystają nie tylko osoby obecne na rynku pracy, lecz także przyszłe pokolenia, co jest kluczowe dla zapewnienia sprawiedliwości międzypokoleniowej. W pierwszej kolejności należy określić obszary ponoszące największe koszty transformacji. Kryterium doboru regionów oparte powinno być na obecnej strukturze zatrudnienia i uzależnienia od wygaszanych konwencjonalnych źródeł energii.



Wdrożenie skutecznych działań wymaga ścisłej współpracy rządu, samorządów, organizacji społecznych oraz sektora prywatnego. Kluczowe jest nie tylko zapewnienie wsparcia dla osób zmieniających zatrudnienie, lecz także inwestowanie w alternatywne źródła zatrudnienia oraz tworzenie nowych perspektyw gospodarczych.

Poniżej przedstawiono plan działań, który powinien być wdrażany w tak ustalonych regionach, aby zapewnić im zrównoważony rozwój i stabilność społeczno-ekonomiczną:

#### **Poddziałanie A: Inwestycje procesu transformacji**

Transformacja energetyczno-klimatyczna oznacza budowę nowych mocy wytwórczych OZE, termomodernizację budynków, transformację ciepłownictwa i wiele innych działań. Wszystkie te procesy przyczynią się do powstania nowych miejsc pracy. W kolejnych latach i dekadach Polska będzie realizowała duży proces transformacyjny, prowadząc przy tym ambitne inwestycje. Jest bardzo sensowne, aby inwestycje te priorytetowo miały miejsce na terenach społecznie wrażliwych. Programy wsparcia realizowane przez instytucje takie jak NFOŚiGW, Rząd RP, czy Spółki Skarbu Państwa powinny w kryteriach doboru projektów uwzględniać odpowiednie priorytety dla projektów ze wskazanych obszarów. Tego typu podejście nie tylko stworzy miejsca pracy, ale również pozwoli wyszkolić pracowników w nowych zawodach, którzy będą mogli pracować w różnych obszarach kraju. Na szczególną uwagę zasługują przedsięwzięcia wykorzystujące infrastrukturę zamykanych kopalń i terenów pogórnich, nadając im nowe funkcje gospodarcze np. poprzez adaptację terenów pod magazyny energii i ciepła, rozwój OZE, niskoemisyjnych technologii produkcji ciepła, centrów logistycznych i ICT oraz innych innowacyjnych technologii. Realizacja w tym kierunku stwarza warunki do pełnego wykorzystania istniejącego potencjału technicznego, przestrzennego i kadrowego, minimalizując negatywne skutki likwidacji kopalń oraz wspierając rozwój nowych branż zgodnych z inteligentnymi specjalizacjami regionów. W ramach działania powinny być realizowane m.in:

1. Projekty badawcze w celu zmiany technologii na bezemisyjne procesowo i energetycznie,
2. Projekty badawcze w celu zmiany technologii na technologie gospodarki obiegu zamkniętego,
3. Projekty inwestycyjne w celu projektowania i wdrażania nowych procesów produkcyjnych,
4. Projekty inwestycyjne w celu modernizacji zakładów produkcyjnych,
5. Projekty inwestycyjne instalacji źródeł OZE, ciepła odpadowego, efektywności energetycznej.

#### **Poddziałanie B: Modernizacja istniejącego przemysłu**

Obszary, na których zlokalizowane są kopalnie i elektrownie konwencjonalne to jednocześnie silnie uprzemysłowione regiony, w których istotną rolę odgrywa przemysł ciężki obejmujący hutnictwo, metalurgię, przemysł chemiczny czy produkcję maszyn, przemysł zbrojeniowy, motoryzacyjny oparty o silniki spalinowe oraz branżę środków transportu. Modernizacja tego przemysłu i jego rozwój jest czynnikiem łagodzącym równoległe zmiany w wygaszanych kopalniach i elektrowniach. Modernizacja realizowana powinna być poprzez wdrażanie innowacyjnych technologii, które pozwolą na przekształcenie go w bardziej wydajny, a zarazem konkurencyjny w skali międzynarodowej sektor. Transformacja przemysłu ciężkiego wymaga wprowadzenia nowoczesnych rozwiązań takich jak energia odnawialna, wodór, nowoczesne materiały i technologie recyklingu oraz automatyzacja i cyfryzacja procesów produkcyjnych. Procesy modernizacyjne i tworzenie nowych technologii realizowane być powinny przy współpracy takich organizacji jak PFR, NCBR czy PARP, a także ośrodki badawczo-rozwojowe oraz uczelnie. Można rozważyć również modernizację istniejących elektrowni węglowych oraz ich konwersję na bloki gazowe. Przy zastosowaniu innowacyjnych technologii taki proces mógłby przedłużyć okres eksploatacji istniejących mocy wytwórczych i jednocześnie łagodzić skutki zmian w obszarach społecznie wrażliwych.

#### **Poddziałanie C: Budowa nowego przemysłu**

Równoległe do modernizacji istniejącego przemysłu niezbędne jest budowanie od podstaw nowego sektora przemysłowego opartego na innowacyjnych technologiach, który stanie się filarem zrównoważonego rozwoju gospodarczego i konkurencyjności na globalnym rynku. Obszary, na których wygaszane są konwencjonalne elektrownie i zmniejszane jest wydobywanie węgla

niewątpliwie się do tego nadają ze względu na rozwiniętą infrastrukturę oraz dobrze wykwalifikowaną kadrę. Nowoczesny przemysł wysokich technologii powinien koncentrować się na obszarach takich jak produkcja i magazynowanie energii odnawialnej, technologie wodorowe, zaawansowana inżynieria materiałowa, ekologiczne rozwiązania w transporcie oraz automatyzacja i cyfryzacja procesów produkcyjnych. Rozwój tego nowego przemysłu powinien być wspierany przez instytucje takie jak PFR, NCBR czy PARP, ośrodki badawczo-rozwojowe oraz uczelnie, które mogą odegrać kluczową rolę w finansowaniu badań, wdrożeniach oraz budowaniu ekosystemu współpracy między biznesem, nauką i administracją publiczną. Inwestowanie w czyste technologie przyszłości pozwoli nie tylko na tworzenie nowych miejsc pracy, ale również na rozwój gospodarczy regionów przechodzących transformację energetyczną oraz na budowanie długofalowej odporności gospodarki na zmieniające się warunki rynkowe i klimatyczne. W ramach działania powinny być realizowane projekty takie jak:

1. Projekty badawcze w celu tworzenia nowych technologii, takich jak przykładowo pompy ciepła, rekuperatory, magazyny energii czy moce wytwórcze OZE,
2. Projekty inwestycyjne w celu projektowania nowych procesów produkcyjnych,
3. Projekty inwestycyjne w celu budowy nowych zakładów produkcyjnych,
4. Projekty inwestycyjne instalacji źródeł OZE, ciepła odpadowego, efektywności energetycznej.



#### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. gospodarki surowcami  
energetycznymi

#### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

minister wł. ds. rozwoju regionalnego  
minister ds. energii  
minister wł. ds. klimatu  
PFR  
NCBR  
PARP

### Działanie 158. Budowanie świadomości w zakresie transformacji energetyczno-klimatycznej

#### Obszar transformacji energetyczno-klimatycznej

Działania te mają na celu:

1. Budowanie świadomości i zwiększanie wiedzy w zakresie korzyści związanych z dekarbonizacją
2. Budowanie i utrzymanie wysokiego poparcia społecznego dla działań zawartych w dokumencie.

Transformacja energetyczno-klimatyczna dotyczy całej gospodarki i społeczeństwa. W związku z tym działania kierowane będą do zróżnicowanych grup docelowych.

Transformacja zmienia przede wszystkim funkcjonowanie sektorów takich jak energetyka, transport, ciepłownictwo, budownictwo, przemysł i rolnictwo. Wprowadza gospodarkę obiegu zamkniętego, zmienia sposób zarządzania zasobami oraz zasady funkcjonowania miast i społeczeństwa, uwzględniając konieczność przystosowania się do zmian klimatu.

Dlatego odrębne działania edukacyjno-promocyjne będą kierowane m. in. do:

1. mediów ogólnopolskich i regionalnych;
2. lokalnych liderów i liderów opinii, osób kształtujących poglądy mniejszych społeczności;
3. liderów i liderów opinii w sieci (w tym mediach społecznościowych);
4. osób aktywnych zawodowo, odpowiadających za funkcjonowanie gospodarstw domowych;
5. przedsiębiorców (od mikro i małych przedsiębiorców aż po duży biznes)
6. osób kierujących samochodami;
7. prosumentów;
8. rolników;
9. nauczycieli i edukatorów;
10. mieszkanki i mieszkańców dużych i mniejszych ośrodków miejskich;
11. mieszkanki i mieszkańców obszarów wiejskich;
12. osób nieaktywnych zawodowo;

13. administracji centralnej i samorządowej;
14. pracowniczek i pracowników służby zdrowia;
15. grup szczególnie narażonych na dezinformację.

Główne narzędzia realizacji:

1. Działania zwiększające partycypację społeczną i angażujące lokalne społeczności – m. in. organizacja cyklu paneli obywatelskich;
2. Edukacja formalna i nieformalna – m. in. szkolenia i zwiększanie kompetencji edukatorek i edukatorów, w tym nauczycielek i nauczycieli;
3. Wieloetapowe kampanie edukacyjno-promocyjne zwiększające świadomość społeczną w tym zakresie i budujące poparcie dla zmian;
4. Aktywne przeciwdziałanie i monitorowanie dezinformacji (prebunking, debunking, podnoszenie kompetencji społecznych w zakresie wykrywania i radzenia sobie z dezinformacją lub FIMI);
5. Pokazywanie korzyści dla społeczeństwa i gospodarki wynikających z transformacji, zachęcających do aktywnego udziału i realizacji koniecznych zmian.

### Zagrożenie dezinformacją

Dezinformacja jest jednym z największych zagrożeń dla transformacji energetyczno-klimatycznej. Podważa zaufanie społeczne do koniecznych zmian, spowalnia decyzje polityczne i prowadzi do utrwalania nieefektywnych, kosztownych rozwiązań.

Fałszywe informacje blokują inwestycje, zniechęcają do innowacji i wzmacniają lęk przed nowymi technologiami. Tworzą podziały społeczne, utrudniają współpracę międzynarodową i opóźniają wdrażanie strategii niezbędnych do ograniczenia skutków kryzysu klimatycznego.

Jeśli dezinformacja nie zostanie skutecznie ograniczona, proces transformacji może zostać zahamowany, co doprowadzi do dalszej zależności od paliw kopalnych, wyższych kosztów energii i pogłębiania kryzysu klimatycznego.

### Rola społeczeństwa i paneli obywatelskich

Świadomość obywatelska i decyzje lokalnych społeczności (gmin) w zakresie transformacji energetycznej mogą być kształtowane poprzez aktywne włączanie społeczeństwa w proces zmian. Panele obywatelskie oraz wysłuchania obywatelskie są skutecznym narzędziem partycypacji społecznej, umożliwiając mieszkańcom realny wpływ na kierunek transformacji. Zwiększają akceptację dla nowych rozwiązań i ograniczają opór wobec zmian. Dzięki otwartym debatom i konsultacjom lokalne władze mogą podejmować bardziej świadome decyzje, uwzględniające zarówno potrzeby społeczności, jak i cele klimatyczne. Wprowadzenie paneli obywatelskich sprzyja transparentności, wzmacnia dialog społeczny i pozwala budować długoterminowe, stabilne rozwiązania w zakresie lokalnej polityki energetycznej.



#### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. klimatu

#### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

minister wł. ds. energii  
minister ds. gospodarki  
minister wł. ds. gospodarki surowcami energetycznymi  
minister wł. ds. rolnictwa  
minister wł. ds. transportu  
minister wł. ds. nauki i szkolnictwa wyższego  
minister wł. ds. oświaty i wychowania

# Wymiar 5.

## Badania naukowe, innowacje i konkurencyjność

### Działanie 159. Stopniowy wzrost nakładów i optymalne kierowanie środków na B+R (badania i rozwój) w obszarach transformacji do gospodarki neutralnej klimatycznie

Działanie ma na celu zwiększanie i optymalne wykorzystywanie nakładów B+R na obszary związane z transformacją energetyczno-klimatyczną, w tym działania związane z Europejskim Zielonym Ładem, na czyste technologie energetyczne, przemysłowe i środowiskowe. Transformacja energetyczno-klimatyczna to proces zmieniający całą gospodarkę. Bardzo istotnym zmianom podlegać będą: energetyka, transport, ciepłownictwo, budownictwo, przemysł, rolnictwo, gospodarka obiegu zamkniętego, gospodarowanie zasobami, sposób funkcjonowania miast i społeczeństwa. W związku z tym istotna część środków na B+R w Polsce powinna być kierowana na rozwijanie nowych technologii w tych obszarach. Wsparcie badań i innowacji przyczyni się do zwiększenia udziału polskich rozwiązań technologicznych w procesie transformacji, powodując rozwój polskiej gospodarki i zwiększania ilości miejsc pracy w istotnych sektorach.

W ramach realizacji działania należy powołać specjalny Zespół Koordynacyjny składający się z wiodących instytucji odpowiedzialnych za transformację energetyczno-klimatyczną oraz z instytucji finansujących prowadzenie działań badawczo-rozwojowych. Do Zespołu Koordynacyjnego powinni wejść przedstawiciele organów i instytucji realizujących niniejsze działanie.

Zespół Koordynacyjny ustali priorytety w zakresie finansowania prac badawczych i wdrożeniowych nowych technologii niezbędnych do budowy *local content* polskiego przemysłu dla procesu transformacji energetyczno-klimatycznej. Przez technologie procesu transformacji należy rozumieć zarówno technologie nowe, których stworzenie lub adaptacja na polskim rynku jest konieczna dla procesu transformacji energetyczno-klimatycznej, jak i technologie istniejące, które wymagają modernizacji lub dostosowania do wymaganych zmian. Obszar Działania należy rozumieć szeroko, tzn. nowe technologie niezbędne w całym procesie transformacji: energetyka, transport, ciepłownictwo, budownictwo, przemysł, rolnictwo, gospodarka obiegu zamkniętego, gospodarowanie zasobami, nowy sposób funkcjonowania miast i społeczeństwa, przystosowanie do zmian klimatu i in. Prace zespołu powinny koncentrować się na określaniu działań w zakresie:

- Definiowaniu niezbędnych technologii do procesu transformacji i przygotowaniu potencjalnych programów wsparcia,
- Definiowaniu zaplecza produkcyjnego niezbędnego do produkcji technologii i przygotowaniu potencjalnych programów wsparcia.

Przygotowane przez Zespół Koordynacyjny wytyczne i rekomendacje do działań przekazywane będą do Instytucji finansujących prowadzenie działań badawczo-rozwojowych i w miarę możliwości tych instytucji realizowane.

Poddziałania:

1. Stworzenie Zespołu Koordynacyjnego – do końca 2026 r.

2. Stopniowe zwiększenie nakładów na B+R z 1% do 2,5% PKB w budżecie Skarbu Państwa, w okresie do 2030 r.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. energii

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu  
 minister wł. ds. nauki i szkolnictwa wyższego  
 minister wł. ds. gospodarki  
 minister wł. ds. rozwoju regionalnego  
 minister wł. ds. gospodarki surowcami energetycznymi  
 minister wł. ds. rolnictwa  
 minister wł. ds. transportu  
 NFOŚiGW  
 NCBR  
 PARP  
 PFR  
 NCN

**Działanie 160. Aktualizacja Polityki Naukowej Państwa**

W ramach aktualizacji polityki naukowej państwa planowane jest zaktualizowanie priorytetów badawczych w obszarze energii i klimatu biorąc na podstawie aktualnych celów i potrzeb związanych z transformacją do gospodarki neutralnej klimatycznie, zdefiniowanych zarówno w dokumentach krajowych (w tym *Polityka energetyczna Polski*), jak i strategiach europejskich. Na potrzeby aktualizacji Polityki Naukowej Państwa zostaną przekazane wytyczne i rekomendacje stworzone przez Zespół Koordynacyjny podany w

Działanie 159. Stopniowy wzrost nakładów i optymalne kierowanie środków na B+R (badania i rozwój) w obszarach transformacji do gospodarki neutralnej klimatycznie.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. nauki i szkolnictwa wyższego

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE****Działanie 161. Pilotaże i programy demonstracyjne wzorcowych rozwiązań transformacji energetyczno-klimatycznej**

Transformacja energetyczno-klimatyczna obejmuje wszystkie kluczowe sektory gospodarki, wpływając na energetykę, transport, ciepłownictwo, budownictwo, przemysł oraz rolnictwo. Jej skuteczna realizacja wymaga opracowania i wdrażania programów pilotażowych oraz demonstracyjnych, które umożliwią testowanie i optymalizację rozwiązań przed ich upowszechnieniem na szeroką skalę. Tego rodzaju działania stanowią istotny element redukcji ryzyka inwestycyjnego, pozwalając na weryfikację technologii oraz modeli organizacyjnych w warunkach rzeczywistych.

Obecnie w Polsce brak jest w pełni zmodernizowanych i wzorcowych rozwiązań w kluczowych obszarach transformacji, co spowalnia proces wdrażania zmian i ogranicza możliwość kopiowania sprawdzonych modeli. Należy wdrożyć programy pilotażowe i demonstracyjne, które pozwolą na sprawdzenie innowacyjnych rozwiązań w praktyce, ocenę ich efektywności oraz identyfikację barier wdrożeniowych. Konieczne jest stworzenie rozwiązań modelowych, które będą stanowić punkt odniesienia dla dalszych działań i ułatwią szerokie zastosowanie najlepszych praktyk w gospodarce. Tylko poprzez realne wdrożenia i udostępnienie rynkowi sprawdzonych rozwiązań możliwe będzie przyspieszenie transformacji, ograniczenie kosztów jej realizacji i zapewnienie jej skuteczności na dużą skalę. Projekty

muszą zostać udokumentowane i powinny być udostępnione jako otwarte wzorce, tak aby rynek mógł je kopiować i skalować na szeroką skalę. Tylko w ten sposób można zapewnić realny postęp w transformacji energetyczno-klimatycznej i skutecznie wdrożyć nowe modele gospodarcze w praktyce. Wśród kluczowych projektów pilotażowych należy uwzględnić modernizację budynków wielorodzinnych oraz szkolnych, wdrożenie kompleksowego systemu energetyki obywatelskiej, modernizację ciepłowni miejskiej, rozwój infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych, uruchomienie produkcji zielonego wodoru oraz opracowanie wzorcowych rozwiązań dla przemysłu i rolnictwa. Ich realizacja pozwoli na wypracowanie standardów, które będą mogły być szeroko replikowane, zapewniając skuteczną i efektywną transformację w skali całej gospodarki.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. energii

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. nauki i szkolnictwa wyższego  
 minister wł. ds. gospodarki  
 minister wł. ds. klimatu  
 minister wł. ds. gospodarki surowcami energetycznymi  
 minister wł. ds. budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa  
 minister wł. ds. rolnictwa  
 minister wł. ds. transportu

### Działanie 162. Badania i projekty naukowe oraz edukacyjne w zakresie racjonalnej i niskoemisyjnej produkcji rolnej

Działanie to obejmuje projekty mające na celu m.in. zmniejszenie emisji wynikających ze stosowania nawożenia na gruntach uprawnych, wspieranie innych rodzajów działalności korzystnie wpływających na gospodarkę gruntami uprawnymi, pastwiskami lub użytkami zielonymi oraz poprawę gospodarki hodowlanej, poprawę gospodarki odchodami zwierzęcymi czy poprawę gospodarki glebami organicznymi. Wspierane będą projekty ukierunkowane na określanie emisji z różnych praktyk rolniczych, ocenę skuteczności działań ograniczających emisję oraz uwzględnienie tych efektów w krajowych raportach. Badania naukowe dostarczą nowej wiedzy o wpływie różnych technik uprawy na emisję gazów cieplarnianych, umożliwiając wdrażanie praktyk przyjaznych rolnikom, a jednocześnie skutecznych klimatycznie. Wspierane będą projekty badawczo-rozwojowe nakierowane na wdrożenia innowacji w postaci projektów demonstracyjnych lub pilotażowych.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. rolnictwa

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu

### Działanie 163. Instrument finansowy – Horyzont Europa

Działanie ma na celu zwiększenie udziału polskich projektów w pozyskaniu środków z programu Horyzont Europa oraz kolejnych programów ramowych UE. Program ten obejmuje finansowanie badań naukowych oraz innowacji między innymi w zakresie neutralnych dla klimatu technologii.

Należy wzmocnić działania promocyjne oraz system wsparcia dla instytutów naukowych, uczelni i przedsiębiorstw, aby zachęcić większą liczbę polskich instytucji i firm do składania wniosków w ramach programu Horyzont Europa oraz kolejnych programów ramowych UE. Wsparcie powinno być szczególnie ukierunkowane na technologie kluczowe dla transformacji energetyczno-klimatycznej, zarówno w zakresie nowego zielonego przemysłu, jak i modernizacji istniejącego przemysłu w Polsce, szczególnie przemysłu ciężkiego. Skuteczna promocja oraz doradztwo oraz wsparcie udziału w partnerstwach

Europejskich programów mogą zwiększyć świadomość możliwości finansowania, a także poprawić jakość aplikacji, co przełoży się na wyższy odsetek przyznanych środków dla polskich projektów.

**PODMIOT WIODĄCY**

minister wł. ds. nauki i szkolnictwa wyższego

**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**

minister wł. ds. klimatu

### Działanie 164. Kształcenie i doskonalenie zawodowe kadr dla gospodarki w zakresie transformacji energetyczno-klimatycznej

Działanie obejmuje wprowadzenie do systemu oświaty, na wnioski ministrów właściwych, nowych kierunków kształcenia w zakresie transformacji energetyczno-klimatycznej, a w konsekwencji zapewnienie wykwalifikowanych kadr do transformacji. Ponadto, w celu zmiany lub uzupełnienia kwalifikacji, uczelnie będą oferować krótkie formy kształcenia, takie jak kursy, szkolenia i mikropoświadczenia. Istotną rolę odegrają również pozaszkolne formy edukacji, w tym doradztwo zawodowe dla osób dorosłych, zwiększenie elastyczności ofert, wdrożenie modułowych szkoleń oraz podniesienie prestiżu jednostek, prowadzących takie kształcenie.

Proces transformacji obejmuje całą gospodarkę i społeczeństwo, w szczególności zmienia sposób funkcjonowania energetyki, transportu, ciepłownictwa, budownictwa, przemysłu, rolnictwa, buduje gospodarkę obiegu zamkniętego, zmienia sposób gospodarowania zasobami, zmienia zasady funkcjonowania miast i społeczeństwa, uwzględnia konieczność przystosowania do zmian klimatu. W konsekwencji tak szerokich zmian powstają nowe zawody i miejsca pracy, które z kolei powodują konieczność dostosowania systemu kształcenia. Ponadto działanie przewiduje uaktualnienie oraz włączenie do Zintegrowanego Systemu Kwalifikacji sektorowych ram kwalifikacji w sektorach gospodarki wodnej, gospodarki odpadami, budownictwa i energetyki poprzez uwzględnienie w nich kompetencji przyczyniających się do osiągnięcia celów pakietu „Fit for 55”.

Aby zapewnić odpowiednią organizację rynku pracy w okresie transformacji, kluczowe będzie również monitorowanie jego potrzeb, realizowane we współpracy z odpowiednimi Sektorowymi Radami ds. Kompetencji, które są nadzorowane przez Polską Agencję Rozwoju Przedsiębiorczości.

**PODMIOT WIODĄCY**minister wł. ds. oświaty i wychowania  
minister wł. ds. nauki i szkolnictwa wyższego**PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE**minister wł. ds. energii  
minister wł. ds. gospodarki  
minister wł. ds. klimatu  
minister wł. ds. gospodarki surowcami energetycznymi  
minister wł. ds. rolnictwa  
minister wł. ds. transportu

### Działanie 165. Przygotowanie planu finansowego dla działań proponowanych w KPEiK

Transformacja energetyczno-klimatyczna w Polsce przedstawiona w KPEiK to ogromne wyzwanie finansowe, obejmuje modernizację energetyki, ciepłownictwa, transportu, przemysłu, rolnictwa, termomodernizację budynków, zmienia sposób funkcjonowania miast i społeczeństwa. Niektóre sektory, jak energetyka wiatrowa, będą rozwijać się samodzielnie dzięki opłacalności rynkowej, jednak inne wymagają wsparcia publicznego, dotacji i mechanizmów zmniejszających ryzyko inwestycyjne. Aby proces ten był skuteczny, konieczne jest stworzenie kompleksowego planu finansowania, który

określi źródła kapitału, mechanizmy wsparcia oraz zasady współpracy między instytucjami publicznymi i prywatnymi.

Kluczowe jest, aby finansowanie projektów transformacji było skoordynowane i oparte na współpracy różnych instytucji. Poszczególne podmioty powinny działać w ramach wspólnej strategii, obejmującej różne etapy i formy wsparcia. Przykładowo Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Bank Gospodarstwa Krajowego, Polski Fundusz Rozwoju, Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, oraz inne instytucje powinny koordynować swoje działania i wzajemnie się uzupełniać. Lista tych podmiotów powinna być szeroka i uwzględniać dostępne źródła finansowania.

Konieczne jest również stworzenie mechanizmów ograniczających ryzyko, które pozwolą na mobilizację (niskooprocentowanego dzięki małemu ryzyku) kapitału prywatnego. Takie instrumenty powinny wspierać inwestycje w modernizację infrastruktury, rozwój nowych technologii oraz dekarbonizację przemysłu i transportu. Powinny one również być tak zaprojektowane, aby zapewniać stabilność i długoterminowe bezpieczeństwo inwestorów, umożliwiając realizację nawet najbardziej kapitałochłonnych przedsięwzięć.

Zintegrowane podejście do finansowania transformacji pozwoli na bardziej efektywne zarządzanie środkami publicznymi, lepsze wykorzystanie kapitału prywatnego oraz skuteczniejsze wdrażanie projektów. Koordynacja działań instytucji finansowych, precyzyjnie dobrane mechanizmy wsparcia oraz cyfrowe narzędzia monitorowania inwestycji zwiększą efektywność procesu i umożliwią Polsce realizację ambitnych celów energetyczno-klimatycznych w sposób zrównoważony i ekonomicznie optymalny.



#### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. energii

#### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

minister wł. ds. klimatu  
minister wł. ds. finansów publicznych  
banki komercyjne  
NFOŚiGW  
BGK  
PFR  
NCBR i inne

### Działanie 166. Niwelowanie kosztów środowiskowych sektora ICT

Szacuje się, że w najbliższych latach sektor informacyjno-komunikacyjny będzie sukcesywnie zwiększał swoją zasobochłonność i negatywny wpływ na środowisko, co będzie stanowić narastające wyzwanie dla państwa.

W tym kontekście istotne jest podjęcie interwencji strategicznej obejmującej:

- badanie i monitoring wpływu technologii cyfrowych na środowisko, tak aby umożliwić kształtowanie polityki opartej na wiedzy;
- otwieranie danych w obszarze energetyki;
- budowa świadomości i kompetencji w społeczeństwie w zakresie zrównoważonej transformacji cyfrowej;
- stworzenie standardów efektywności energetycznej dot. centrów przetwarzania danych;
- promowanie przyjaznego środowiska projektowania i wykorzystywania rozwiązań cyfrowych.



#### PODMIOT WIODĄCY

minister wł. ds. klimatu

#### PODMIOTY WSPÓŁPRACUJĄCE

minister wł. ds. cyfryzacji



## IV. Sposób opracowania, realizacji i monitorowania aKPEiK

### A) Proces przygotowania dokumentu

Rozporządzenie UE 2018/1999 w sprawie zarządzania unią energetyczną zobligowało państwa członkowskie UE do przedłożenia Komisji Europejskiej projektu krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu do końca 2018 r., a następnie po wydaniu zaleceń przez KE, przedłożenie finalnej wersji do końca 2019 r. Nowy projekt dokumentu i jego finalna wersja powinny być opracowywane co 9 lub 10 lat, natomiast aktualizacja przypada po 4,5 lub 5 latach, chyba że dokument nie wymaga aktualizacji. W praktyce prace nad krajowym planem mają zatem perspektywę ok. 5-letnią. Zakres krajowych planów wynikający z załącznika I do rozporządzenia 2018/1999 jest bardzo szeroki. Dodatkowo może być rozszerzany nowymi regulacjami unijnymi – mogą one wskazywać, że cele lub polityki dotyczące danego obszaru powinny być wskazane w KPEiK.

*Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.* to formalnie aktualizacja *Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030* przyjętego przez Rząd RP w 2019 r. Biorąc pod uwagę skalę zmian, nową ocenę potencjału i wyzwań, pokrycie dodatkowych obszarów, modyfikację struktury dotychczasowego dokumentu oraz nieadekwatność roku 2021 w nazwie – bieżąca wersja jest właściwie nowym dokumentem, dlatego też została mu nadana nowa nazwa.

Termin przedłożenia projektu aktualizacji KPEiK wynikający z rozporządzenia UE 2018/1999 przypadał na 30 czerwca 2023 r. Prace nad projektem dokumentu utrudniała sytuacja polityczno-gospodarcza wywołana wydarzeniami na arenie międzynarodowej. Największe znaczenie miała agresja Rosji na Ukrainę, która spowodowała głęboki kryzys energetyczny, zakłócenia na rynku energii, zaburzenia na rynku surowców energetycznych, skutkujące fluktuacjami cen surowców i energii. W takich warunkach trudno podejmować długookresowe decyzje. Dodatkowo prace nad projektem KPEiK zbiegły się z okresem opracowania pakietu regulacji *Gotowi na 55 (Fit for 55)*, które obligowały państwa członkowskie UE do uwzględnienia w KPEiK nowych celów i zagadnień. Część z nich została zatwierdzona dopiero w II połowie 2023 r., a nawet w 2024 r.<sup>157</sup> – czyli po terminie przedłożenia projektów aktualizacji krajowych planów na podstawie rozporządzenia 2018/1999. Przyjęte regulacje UE dotyczą zupełnie nowych obszarów i wymagały pogłębionych analiz (np. gospodarka wodorowa). Niektóre zagadnienia stanowiły wyzwanie w implementacji w prognozach ze względu na niepewność technologiczną (np. zastosowanie RFNBO), konieczność dostosowania modeli analitycznych (np. w obszarze magazynowania) oraz brak wystandaryzowanej metodyki statystycznej (np. zużycie OZE w przemyśle i budownictwie). Trudnością było także pozyskanie wykonawców tak obszernego zakresu prognoz, co uwypukliło potrzebę rozbudowania rządowego zaplecza analitycznego w obszarze klimatyczno-energetycznym.

W listopadzie 2023 r. zarządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska został powołany *Zespół do spraw aktualizacji „Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030” i „Polityki energetycznej Polski do 2040 r.”, jako organ pomocniczy MKiŚ*<sup>158</sup>. Poza wymiarem formalnym, Zespół pracował w dużej mierze w oparciu o współpracę roboczą.

W dniu 29 lutego 2024 r. Komitet do Spraw Europejskich Rady Ministrów (KSE) **przyjął wstępną wersję projektu *Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.*** Za koordynację

<sup>157</sup> Np. dyrektywa 2023/1791 w sprawie efektywności energetycznej została zatwierdzona we wrześniu 2023 r., dyrektywa 2023/2413 w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych – w październiku 2023 r., dyrektywa 2024/1275 w sprawie charakterystyki energetycznej budynków – w kwietniu 2024 r.

<sup>158</sup> Dz. Urz. Min. Klim. i Środ. z 2023 r. poz. 48.

opracowania odpowiadał Minister Klimatu i Środowiska. Dokumentowi towarzyszył jedynie scenariusz wdrożonych polityk i działań (WEM) w perspektywie 2030 r. oraz załącznik dotyczący środków poprawy efektywności energetycznej. W dniu 1 marca 2024 r., zgodnie z procedurą projekt dokumentu przedłożono Komisji Europejskiej. Również zgodnie z przepisami, KE wydała zalecenia do dokumentu dnia 26 kwietnia 2024 r.

W dalszej kolejności prowadzono pogłębione prace analityczne i prognostyczne, z zaangażowaniem ekspertów branżowych, w ramach Zespołu MKiŚ ds. aktualizacji KPEiK i polityki energetycznej państwa. Niektóre tematy były także przedmiotem prac Komitetu Ekonomicznego Rady Ministrów (KERM), a następnie Zespołu Programowania Prac Rządu, kończąc wpisem do Wykazu prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów.

Niezwykle ważnym elementem procesu opracowania krajowych planów jest szeroko pojęty **dialog ze społeczeństwem i zainteresowanymi podmiotami**. Formalny proces konsultacji publicznych przeprowadzono w okresie 11 października–15 listopada 2024 r., a w okresie 5–18 lutego 2025 r. możliwe było składanie uwag do dokumentu z prognozą oddziaływania na środowisko. *Więcej o procesie konsultacji znajduje się w dalszej części tego rozdziału.*

W lipcu 2025 r. nastąpiły zmiany w strukturze administracji rządowej, na skutek czego w dn. 24 lipca 2025 r. został powołany Minister Energii, który objął od Ministra Klimatu i Środowiska zadania związane z finalizacją prac nad projektem aKPEiK. W Ministerstwie Energii nadrzędnym celem stało się zintensyfikowanie prac nad dokumentem, aby ostatecznie przekazać go KE minimalizując powstałe opóźnienie. Nie mogło się to jednak odbyć bez dokonania koniecznych korekt, aktualizacji oraz konsultacji. Z początkiem sierpnia 2025 r. rozpoczęto wymagane prawem opiniowanie w ramach Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego (KWRiST), Rady Dialogu Społecznego (RDS) oraz Rady Działalności Pożytku Publicznego (RDPP). Równolegle przeprowadzono ponowne konsultacje międzyresortowe.

W wyniku przeprowadzenia ww. wieloetapowych konsultacji - przeprowadzono aktualizację prognoz, dokonano przeglądu działań, uzupełniono treść dotychczasowych rozdziałów, wprowadzono nowe. Równolegle prowadzona była procedura strategicznego oddziaływania na środowisko, również w ujęciu transgranicznym.

Po przeprowadzeniu konsultacji dokonano w szczególności następujących zmian:

- ÷ **Elektroenergetyka.** Rozbudowano elementy służące wystarczalności mocy, elastyczności systemu i roli społeczności energetycznych, zoptymalizowano wykorzystanie potencjału energetyki wiatrowej i PV, a także roli biometanu, zwiększono znaczenie mocy dyspozycyjnych i energetyki jądrowej, podkreślono bilansowanie systemu na poziomie lokalnym, pogłębiono kwestie umów z ceną dynamiczną na rynku.
- ÷ **Ciepłownictwo.** Wzmocniono obszary elektryfikacji, wysokosprawnej kogeneracji gazowej, udziału biometanu, uwzględniono ważną, przejściową rolę biomasy, wzmocniono integrację systemów ciepłowniczych z systemem elektroenergetycznym (integracja sektorów), zwiększono udział magazynowania ciepła oraz zaplanowano rozwój systemowych zmian w ciepłownictwie idących w kierunku systemów zdecentralizowanych.
- ÷ **Transport.** Uwzględniono rolę transportu elektrycznego w dekarbonizacji i łączeniu sektorów. Rozbudowano działania rozwijające efektywność energetyczną w transporcie, rozbudowano działania w zakresie transportu zbiorowego oraz rozwoju transportu kolejowego. Rozbudowano działania rozwijające elektryfikację transportu.
- ÷ **Termomodernizacja budynków.** Opracowano i uzupełniono działania opisujące procesy modernizacyjne w budownictwie wskazując kierunek zmian jako elektryfikacje ogrzewnictwa domowego i magazynowania energii, wprowadzono działania opisujące rozwój baz danych w

budownictwie, dostosowano dokument do potrzeb dyrektywy EPBD i projektowanego krajowego planu renowacji budynków.

- ÷ **Przemysł.** Opracowano działania zmniejszające emisję procesowe w przemyśle dla poszczególnych branż. Przygotowano i rozbudowano działania definiujące kierunki zmian w poszczególnych sektorach przemysłowych w tym w zakresie wodoryzacji gospodarki.
- ÷ **Rolnictwo.** Dodano nowe działania dotyczące racjonalizacji nawożenia, wprowadzenia systemu certyfikacji pochłaniania CO<sub>2</sub> i redukcji emisji z gleb, ograniczenia marnotrawstwa żywności, kształtowania postaw proekologicznych przyszłych producentów rolnych, wsparcia badań i edukacji w zakresie racjonalnej i proekologicznej produkcji rolnej.
- ÷ **Leśnictwo.** Znacząco uszczegółowiono dotychczasowe działania. Poszerzono działania o aspekty dotyczące gospodarki leśnej ustalone w ramach Ogólnopolskiej Narady o Lasach. Dodano działanie nt. zwiększenia pochłaniania i magazynowania CO<sub>2</sub> w lasach, działanie nt. opracowania Narodowego Programu Leśnego oraz certyfikacji i handlu jednostkami CO<sub>2</sub> w sektorze leśnym.
- ÷ **Kaskadowe wykorzystanie biomasy (nowy rozdział) i rozwój biometanu.** Z uwagi na postanowienia RED III oraz konieczność odpowiedzi na oczekiwania społeczne w zakresie optymalnego wykorzystania drewna na cele przemysłowe i energetyczne dodano nowy rozdział dotyczący kaskadowego wykorzystania biomasy. Zaplanowano działania dotyczące wsparcia rozwoju rynku biometanu, podkreślono także jego rolę jako alternatywy dla gazu ziemnego w długiej perspektywie.
- ÷ **Społeczne aspekty transformacji.** Wprowadzono działania wpływające na rozwój obszarów społecznie wrażliwych w zakresie modernizacji istniejącego przemysłu oraz budowy nowego przemysłu na tych obszarach, wyraźnie wskazano regiony węglowe, zasygnalizowano regiony wysokoemisyjne, rozszerzono kierunki zmian i korzyści, lepiej opisano ubóstwo energetyczne i transportowe w kontekście ETS-2.
- ÷ **Węgiel.** Wyraźnie rozgraniczono węgiel energetyczny od koksowego, podkreślono znaczenie dla branży emisji metanu.
- ÷ **Inne.** Wprowadzono również działania dodatkowe pozwalające dobrze zaplanować proces transformacji od strony finansowej oraz pozwalające lepiej procesem transformacji sterować. Położono nacisk na wzmacnianie konkurencyjności gospodarki, zwiększenia udziału local content w transformacji energetycznej oraz zapewnienia odpowiednich kadr. Wprowadzono również w wielu miejscach element prac badawczo rozwojowych niezbędnych do procesu transformacji oraz wprowadzono programy pilotażowe demonstrujące odpowiednie kierunki transformacji. Ponadto przebudowano niektóre rozdziały i przesunięto między wymiarami.
- ÷ **Wszystkie przyjęte wskaźniki i cele zostały przedstawione w formie przedziałów wartości, opracowanych w oparciu o oba scenariusze WEM oraz WAM.** Przyjęcie podejścia przedziałowego pozwoli na zachowanie elastyczności w planowaniu oraz uwzględnienie zmienności uwarunkowań makroekonomicznych, technologicznych oraz geopolitycznych, mogących wpływać na tempo, kierunek oraz skalę transformacji.

W dalszej kolejności dokument został poddany finalnym uzgodnieniom wewnątrzrządowym i przedłożony pod obrady poszczególnych komitetów Rady Ministrów. [do uzupełnienia na dalszym etapie prac]

## Kalendarium prac nad KPEiK

|                         |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
|-------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>2023</b>             | Prace nad projektem aktualizacji <i>Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
| <b>29.02.2024</b>       | Przyjęcie projektu aktualizacji <i>Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030</i> (ze scenariuszem WEM) przez Komitet do Spraw Europejskich                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
| <b>01.03.2024</b>       | Przekazanie projektu aktualizacji KPEiK Komisji Europejskiej                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| <b>26.04.2024</b>       | Wydanie przez Komisję Europejską zaleceń do projektu KPEiK                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| <b>03–10.2024</b>       | <p>Prace analityczne i prognostyczne w dwóch scenariuszach – WEM i WAM, w tym spotkania na poziomie eksperckim służące pogłębianiu analiz oraz szereg spotkań informacyjnych z różnymi grupami.</p> <p>Prace nad uzupełnieniem projektu KPEiK w zakresie dokumentu głównego i załączników, w tym prace wewnątrzrządowe w ramach:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• pogłębionych analiz z poszczególnymi resortami,</li> <li>• Zespołu MKiŚ ds. aktualizacji KPEiK i polityki energetycznej państwa,</li> <li>• Czterech posiedzeń Komitetu Ekonomicznego Rady Ministrów,</li> <li>• Zespołu Programowania Prac Rządu, zakończone wpisem do Wykazu prac legislacyjnych i programowych RM (IC8)</li> </ul> |
| <b>11.10–15.11.2024</b> | Konsultacje publiczne i międzyresortowe KPEiK                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
| <b>11.2024–07.2025</b>  | <p>Analiza uwag przekazanych w ramach procesu konsultacji; oraz przeprowadzenie strategicznej oceny oddziaływania na środowisko.</p> <p>Pogłębianie analiz i implementacja wniosków z procesu konsultacji do projektu KPEiK, w tym aktualizacja prognoz do scenariuszy WEM i WAM.</p> <p>Uzupełnienie opisu dokumentu strategicznego, przegląd działań wykonawczych, ich modyfikacja i rozbudowanie interwencji.</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
| <b>08.2025–xxx.2025</b> | Uzgodnienia z Komisją Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, Radą Dialogu Społecznego oraz w ramach komitetów rządowych; przyjęcie przez Radę Ministrów                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| <b>xxxxx</b>            | Przekazanie aKPEiK Komisji Europejskiej                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |

## B) Proces konsultacji

Proces konsultacji publicznych rozpoczyna się znacznie wcześniej przed przedłożeniem projektu dokumentu do uwag i opiniowania w formie pisemnej. Ze względu na opóźnienie w opracowaniu projektu aktualizacji KPEiK (zgodnie z art. 14 rozporządzenia UE 2018/1999) pierwsza wersja projektu KPEiK obejmowała tylko scenariusz WEM, opracowany w oparciu o dotychczasowe uzgodnienia w ramach poszczególnych sektorów. W dalszej kolejności MKiŚ oraz zewnętrzny wykonawca prognoz byli wspierani analitycznie przez różne organizacje branżowe, celem weryfikacji potencjałów i możliwości. W tym czasie odbył się także szereg spotkań z różnymi grupami i podmiotami. Przedstawiciele MKiŚ brali udział w konferencjach tematycznych dotyczących transformacji, spotkaniach z przedstawicielami pracowników i pracodawców, w komisjach i podkomisjach sejmowych. Kulminacyjnym momentem procesu prekonsultacji było spotkanie przeprowadzone w dniu 6 września 2024 r. z przedstawicielami ok. 70 organizacji pozarządowych, w tym zrzeszeń branżowych i związków zawodowych. Podczas spotkania omówiono wstępne wyniki prognoz dla scenariusza WAM oraz planowane polityki obszarowe.

Wnioski z procesu prekonsultacji zostały uwzględnione w projekcie KPEiK, przedłożonym w ramach formalnego procesu konsultacji publicznych, opiniowania i uzgodnień międzyresortowych. Uwagi można było zgłaszać w terminie od 11 października do 15 listopada 2024 r. W ramach procedury strategicznego oddziaływania na środowisko w dniach 5–28 lutego 2025 r. przeprowadzono drugą turę konsultacji. Udostępniony wcześniej pakiet dokumentów został wówczas rozszerzony o prognozę oddziaływania na środowisko do aKPEiK.

Konsultacje odbywały się zgodnie z art. 6 ustawy z dnia 6 grudnia 2006 r. o zasadach prowadzenia polityki rozwoju (Dz. U. z 2024 r. poz. 324, 862), a druga tura w oparciu o ustawę z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. z 2024 r. poz. 1112, 1881, 1940), która transponuje dyrektywę PE i Rady (UE) 2001/42/WE z dnia 27 czerwca 2001 r. w sprawie oceny wpływu niektórych planów i programów na środowisko (dyrektywa SEA).

Zaproszenie skierowano do szerokiego grona interesariuszy od organów administracji publicznej, przez jednostki samorządu terytorialnego, podmioty gospodarcze i organizacje branżowe, organizacje pozarządowe, związki zawodowe po ogół społeczeństwa. Projekty dokumentów zostały opublikowane na stronie internetowej Ministerstwa Klimatu i Środowiska w zakładce *Co robimy*. Istniała również możliwość wglądu do dokumentów w formie papierowej. W ramach obu tur konsultacji zgłosiło się 128 podmiotów, które przedstawiły ponad 4000 uwag i komentarzy.

Uwagi dotyczyły szerokiego spektrum zagadnień – zarówno przyspieszonego rozwoju OZE, jak i dalszego wykorzystania paliw kopalnych. Część uwag wskazywała na zbyt szybkie tempo niskoemisyjnej transformacji energetycznej, co powodować będzie szczególnie duże wyzwania finansowe i prowadzić do znacznego obciążenia krajowej gospodarki oraz potencjalnych negatywnych skutków społeczno-ekonomicznych, zwłaszcza w regionach górniczych. Inne uwagi zachęcały natomiast do ambitniejszych lub bardziej radykalnych rozwiązań przyspieszających dążenie do niskoemisyjności, wskazując na korzyści związane z ochroną klimatu, poprawą jakości życia i szans gospodarczych.

Duża część uwag miała charakter redakcyjny. Dotyczyły aktualizacji danych lub wносиły o zbyt szczegółowe sformułowania. Proszono także o wyjaśnienia niektórych wyników lub ich weryfikację. Zasadność i możliwość implementacji części uwag wymagała ustalenia dodatkowych szczegółowych kwestii lub weryfikacji.

W wyniku konsultacji dokonano korekt prognoz analitycznych w obu scenariuszach WEM i WAM (załącznik 1 i 2) oraz zaktualizowano i poszerzono zakres działań w części strategicznej dokumentu. Przeprowadzono głęboką weryfikację działań wskazanych w aKPEiK, jednocześnie toczyły się z prace nad aktualizacją prognoz energetyczno-klimatycznych. Szczególnej uwadze poddano m.in. działania w obszarze termomodernizacji i pokrycia potrzeb ciepłych w gospodarce, dekarbonizacji przemysłu, rolnictwa, transportu, zwiększenia wykorzystania potencjału odnawialnych źródeł energii przy

jednoczesnym zachowaniu wystarczalności mocy tak, by nie pogłębić ubóstwa energetycznego społeczeństwa oraz wzmocnić konkurencyjność przemysłu.

W odniesieniu do prognozy oddziaływania na środowisko postulowano zmiany lub doprecyzowanie stwierdzeń, ale także zwracano uwagę na nieścisłości w postanowieniach dotyczących stanu środowiska. W części dotyczącej poszczególnych oddziaływań na środowisko wyrażano m.in. wątpliwości dotyczące oceny oddziaływania na środowisko dotyczącej obszarów Natura 2000 oraz oddziaływań transgranicznych dla proponowanych działań oraz wskazywano na konieczność zastosowania zasady przezorności w ocenach ww. oddziaływań. Ponadto zwrócono uwagę na błędną lub niekompletną ocenę wpływu, konieczność dodania kolejnych oddziaływań pozytywnych lub negatywnych na poszczególne elementy środowiska czy zmiany kategorii oddziaływania. Postulowano także poddanie ocenie działań z kategorii innej niż infrastrukturalne (np. działania związane z transportem lotniczym oraz dotyczące rolnictwa). Kilka podmiotów wskazało na niezasadność ujęcia w poszczególnych oddziaływaniach na środowisko ekonomicznych skutków przyjęcia aKPEiK oraz rekomendowało uwzględnienie w prognozie dalszych dokumentów branżowych lub dotyczących ochrony środowiska.

Należy uznać, że wszystkie otrzymane uwagi i opinie przyczyniły się do poprawy i udoskonalenia projektu aktualizacji KPEiK. Trzeba podkreślić, że przeważająca większość uwag miała charakter doprecyzowujący, a nie negujący priorytetowe trajektorie rozwoju oraz wskazane działania w tym kierunku. Choć część uwag nie została zaimplementowana do dokumentu ze względu na nadmierną szczegółowość, pozwoliły one jednak na zbudowanie szerszej bazy analitycznej poszczególnych zagadnień i stanowią pole dla dalszych prac. Uwagi zgłoszone do aKPEiK w trakcie konsultacji publicznych, uzgodnień i opiniowania stanowiły istotny głos w dyskusji nad kierunkami rozwoju społeczno-ekonomicznego i planowaną transformacją energetyczną Polski.

## C) Instytucje zaangażowane w opracowanie i realizację KPEiK

Art. 15ab ustawy – Prawo energetyczne wskazuje, że za opracowanie zintegrowanego krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu, jego aktualizacji i zintegrowanego krajowego sprawozdania z postępów w dziedzinie energii i klimatu odpowiada **minister właściwy do spraw energii**, we współpracy z ministrem właściwym do spraw klimatu. Ze względu na przekrojowy charakter dokumentu opracowanie zintegrowanego krajowego planu wymaga wsparcia przez inne podmioty, a w szczególności przez innych ministrów, organy i podmioty wykonujące zadania państwa związane z tematyką obejmującą KPEiK.

Za wdrażanie *Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.* odpowiedzialnych jest jeszcze szerszy krąg podmiotów – organy administracji rządowej i samorządowej, instytucje rządowe, podmioty sektora paliwowo-energetycznego, jak również podmioty gospodarcze, realizujące ustawowe obowiązki oraz realizujące dobre praktyki w zakresie wykorzystania energii, przeciwdziałania zmianie klimatu oraz adaptacji. We wdrażanie transformacji muszą być zaangażowani także przedsiębiorcy niezwiązani z sektorem energetycznym, gdyż każdej działalności towarzyszy emisja gazów cieplarnianych, choćby w ramach śladu węglowego. Zaangażowanie musi być także po stronie obywateli, którzy w praktyce będą beneficjentami końcowymi prowadzonej transformacji energetyczno-klimatycznej. We wdrażaniu KPEiK ważną rolę powinny pełnić organizacje pozarządowe jako pełnoprawni uczestnicy transformacji. Organizacje te powinny być m.in. partnerami w procesach budowania świadomości obywateli i edukacji społecznej nt. transformacji energetyczno-klimatycznej, podmiotami wspierającymi procesy inwestycyjne i dostarczającymi rzetelnych analiz, jak również uczestnikami monitorowania i ewaluacji KPEiK i in. Współpraca instytucji państwowych z pozarządowymi sprzyja budowaniu partnerstw, które wzmacniają proces tworzenia, realizacji i monitorowania polityk. Dzięki temu polityki rządowe mogą być bardziej inkluzywne i odpowiadać na realne potrzeby społeczne.

Poniżej przedstawiono podmioty szczególnie zaangażowane w realizację KPEiK. Choć Prezesowi Rady Ministrów nie przypisano poszczególnych zadań – jako kierujący pracami rządu, reprezentuje go na zewnątrz oraz zapewnia realizację polityki rządowej, a także sprawujący nadzór nad samorządem terytorialnym i administracją rządową. W przypadku ewentualnej zmiany ustawy o działach administracji rządowej może ulec zmianie właściwość kompetencyjna poszczególnych ministrów.

## Podmioty wdrażające KPEiK

| Prezes Rady Ministrów                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |                                                                                                                                                          |                      |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|
| minister właściwy ds. energii                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej*                                                                                   |                      |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | Prezes Urzędu Regulacji Energetyki*<br>Prezes Państwowej Agencji Atomistyki                                                                              |                      |
| minister właściwy ds. klimatu<br>minister właściwy ds. gospodarki surowcami energetycznymi<br>minister właściwy ds. środowiska<br>minister właściwy ds. aktywów państwowych<br>minister właściwy ds. budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa<br>minister właściwy ds. edukacji i oświaty<br>minister właściwy ds. finansów publicznych<br>minister właściwy ds. gospodarki<br>minister właściwy ds. gospodarki morskiej<br>minister właściwy ds. gospodarki złożami kopalin<br>minister właściwy ds. rolnictwa<br>minister właściwy ds. rozwoju regionalnego<br>minister właściwy ds. szkolnictwa wyższego i nauki<br>minister właściwy ds. transportu | operatorzy systemów przesyłowych<br>operatorzy systemów dystrybucyjnych<br>operator systemu magazynowania<br>operatorzy systemu skraplania gazu ziemnego |                      |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | jednostki samorządu terytorialnego                                                                                                                       |                      |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej                                                                                                  | fundusze wojewódzkie |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | banki i instytucje finansowe                                                                                                                             |                      |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | jednostki naukowo-badawcze                                                                                                                               | uczelnie wyższe      |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | przedsiębiorcy                                                                                                                                           |                      |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | obywatele, społeczności energetyczne                                                                                                                     |                      |

## D) Monitorowanie realizacji aKPEiK

Zgodnie z art. 17 rozporządzenia 2018/1999 oraz art. 15ab ustawy – Prawo energetyczne, zintegrowane krajowe sprawozdania z postępów w dziedzinie energii i klimatu podlegają sprawozdawczości w cyklu 2-letnim nie później niż do dnia 15 marca danego roku raportowego. Pierwsze sprawozdanie z wdrażania niniejszego dokumentu zostanie przygotowane w 2027 r. Struktura, format i zawartość krajowego sprawozdania wynikają z wymagań zdefiniowanych w rozporządzeniu wykonawczym Komisji (UE) 2022/2299. Ponadto, zgodnie z art. 17 ust. 3 rozporządzenia (UE) 2018/1999, sprawozdanie obejmuje treści zawarte w raporcie na temat polityk i środków oraz prognoz dotyczących gazów cieplarnianych, opracowanym na podstawie art. 18 tego rozporządzenia.

Zintegrowane krajowe sprawozdania z postępów w dziedzinie energii i klimatu są opracowywane przez ministra właściwego do spraw energii we współpracy z ministrem właściwym do spraw klimatu; następnie publikowane w formie pliku .xls (będącego odwzorowaniem formatu z rozporządzenia 2022/2299) na stronie internetowej urzędu obsługującego właściwego ministra (obecnie na stronie Ministerstwa Klimatu i Środowiska). Sprawozdanie jest przekazywane do Komisji Europejskiej za pośrednictwem specjalnych platform raportowych: **ReportENER**, nadzorowanej przez Dyрекcję Generalną ds. Energii oraz **Reportnet3**, nadzorowanej przez Europejską Agencję Środowiska. Dane przekazywane za pośrednictwem Reportnet3 są udostępniane publicznie, natomiast dane przekazywane ReportENER nie mają charakteru publicznego.



Zgodnie z informacjami przekazanymi przez Komisję Europejską w przyszłości planowane są zmiany zarówno w zakresie formatu zintegrowanego sprawozdania, jak i całego procesu sprawozdawczego. Zmiany te wynikają z konieczności dostosowania formatu do zmieniających się regulacji oraz poprawy jakości przekazywanych danych.

*Tabela 13 Lista kluczowych wskaźników realizacji KPEiK*

| Nazwa wskaźnika                                        | Jednostka                   | 2020 - wartość bazowa | 2027 - punkt referencyjny | 2030        |
|--------------------------------------------------------|-----------------------------|-----------------------|---------------------------|-------------|
| Redukcja emisji ogółem (w stosunku do 1990 r.)         | %                           | 22,2                  | x                         | 43,3 – 52,7 |
| Redukcja emisji non-ETS (w stosunku do 2005 r.)        | %                           | 8,3 <sup>159</sup>    | x                         | 12 – 19,4   |
| LULUCF                                                 | mln t. ekw. CO <sub>2</sub> | 23,3                  | x                         | 28,8 - 46,5 |
| Udział energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto | %                           | 16,1                  | 24,1 - 24,6               | 30,0 - 32,0 |
| Udział energii z OZE w elektroenergetyce               | %                           | 16,2                  | 38,2 - 38,8               | 51,6 - 53,2 |
| Udział energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie   | %                           | 22,1                  | 29,2 - 30,6               | 31,6 - 36,5 |
| Udział energii z OZE w transporcie                     | %                           | 6,6                   | 8,7 - 11,1                | 16,5        |
| Zużycie energii pierwotnej                             | Mtoe                        | 96,9                  | 88,3 - 90,1               | 80,7 - 84,9 |
| Zużycie energii finalnej                               | Mtoe                        | 71,1                  | 68,3 - 69,3               | 64,4 - 66,8 |
| Udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej        | %                           | 68,8                  | 36,7 - 38,1               | 22,9 - 28,9 |
| Energochłonność pierwotna PKB                          | [toe/mlnEUR'2024]           | 267                   | 199 - 202                 | 171 – 179   |
| Energochłonność finalna PKB                            | [toe/mlnEUR'2024]           | 199                   | 153 - 155                 | 136 - 139   |

<sup>159</sup> W tabeli podano wartość bazową za rok 2021, ponieważ od tego roku nastąpiła zmiana metodyki wyliczania redukcji emisji w sektorze non-ETS. Ze względu na specyfikę celu, rok 2021 r. przyjęto jako bardziej reprezentatywny.

|                                   |                    |                     |                          |                          |
|-----------------------------------|--------------------|---------------------|--------------------------|--------------------------|
| Niezależność energetyczna         | miernik jakościowy | 57,2 <sup>160</sup> | powyżej średniej unijnej | powyżej średniej unijnej |
| SAIDI                             | min/odbiorca       | 118,6               | x                        | 85,0                     |
| Ilość społeczności energetycznych | szt.               | 66                  | x                        | 1000                     |

## V. Współpraca w regionie europejskim

Zintegrowane krajowe plany w dziedzinie energii i klimatu to drogowskaz w obszarze transformacji energetycznej państwa, ale ideą powstania krajowych planów jest przede wszystkim zapewnienie spójności i efektywności działań państw członkowskich UE **w realizacji celów unii energetycznej**.

Z tego względu istotnym aspektem skutecznego osiągnięcia celów unii energetycznej jest współpraca państw w ramach regionu. Państwa członkowskie współpracują na różnych polach w i ramach różnorodnych formuł.

Ważnym polem współpracy regionalnej związanym z tematyką KPEiK są unijne grupy robocze przy Dyrektorach Generalnych Komisji Europejskiej – Dyrekcji Generalnej ds. Energii (*DG Energy*), Dyrekcji Generalnej ds. Działania na rzecz Klimatu (*DG Climate Action*), Dyrekcji Generalnej ds. Środowiska (*DG Environment*). Podkreślenia wymaga także działalność stowarzyszenia operatorów systemów przesyłowych energii elektrycznej (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*, ENTSO-E) oraz gazu ziemnego (*European Network of Transmission System Operators for Gas*, ENTSO-G)

W ramach prac nad *Krajowym Planem w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.* przedstawiciele Polski uczestniczyli także w spotkaniach służących wymianie doświadczeń i wiedzy. W okresie opracowania KPEiK przeprowadzono następujące spotkania: zorganizowane przez Litwę z trzema krajami bałtyckimi, zorganizowane przez Łotwę spotkanie z państwami Regionu Morza Bałtyckiego, spotkanie robocze z administracją Niemiec. Skorzystano także z udziału w spotkaniu poświęconym wymianie doświadczeń w modelowaniu prognostycznym na potrzeby opracowania KPEiK, zorganizowanym przez Międzynarodową Agencję Energii Atomowej.

Poniżej zebrano kluczowe fora współpracy lub takie, które ocenia się jako szczególnie interesujące albo perspektywiczne, poza grupami roboczymi KE.

### Adaptacja do zmian klimatu

- ★ 100 miast neutralnych klimatycznie i inteligentnych do 2030 r.

**Państwa/podmioty zaangażowane:** 100 miast pochodzących ze wszystkich 27 państw członkowskich UE, a dodatkowo 12 miast z krajów stowarzyszonych lub potencjalnie stowarzyszonych z programem Horyzont Europa (2021–2027) w zakresie badań naukowych i innowacji, w tym polskie miasta: Warszawa, Kraków, Łódź, Wrocław i Rzeszów.

**Opis i oczekiwane efekty:** Miasta uczestniczące w Misji opracują kontrakty klimatyczne *Climate City Contract*, które będą zawierać ogólny plan dojścia do neutralności klimatycznej we wszystkich sektorach, takich jak: energia, budynki, gospodarka odpadami i transport wraz z powiązanymi planami

<sup>160</sup> Zgodnie z danymi EUROSTAT. Wartość dla całej UE wyniosła 42,5.

inwestycyjnymi. W proces będą zaangażowani obywatele, organizacje badawcze, przedsiębiorstwa, inwestorzy oraz władze regionalne i krajowe. Działania podejmowane w ramach Misji będą zmierzać do znaczącego obniżenia poziomu emisji gazów cieplarnianych.

**Okres współpracy:** 2021–2027

## Jakość powietrza

- ★ Grupy robocze do spraw jakości powietrza (w ramach współpracy międzynarodowej)

**Państwa / podmioty zaangażowane:** Niemcy, Czechy, Polska

**Opis i oczekiwane efekty:** Celem współpracy jest dzielenie się wiedzą w zakresie jakości powietrza i monitoringu, poszukiwanie obszarów wspólnych działań oraz kwestii związanych z transgranicznym zanieczyszczeniem powietrza. Dodatkowo, w ramach tej współpracy Polska i Czechy zawarły specjalne porozumienie w sprawie wspólnych wysiłków na rzecz zwalczania transgranicznego zanieczyszczenia powietrza. Współpraca ma charakter stały.

## Technologie środowiskowe

- ★ GreenEvo – Akcelerator Zielonych Technologii

**Państwa/podmioty zaangażowane:** potencjalnie wszystkie państwa członkowskie UE, polskie firmy oferujące zielone technologie – laureaci programu *GreenEvo – Akcelerator Zielonych Technologii*, realizowanego przez MKiŚ we współpracy z placówkami dyplomatycznymi Polski na całym świecie.

**Opis i oczekiwane efekty:** Projekt GreenEvo dotyczy gospodarki odpadami, gospodarki wodno-ściekowej, odnawialnych źródeł energii, oszczędności energii, ochrony powietrza, ochrony bioróżnorodności. GreenEvo ma na celu wspieranie transferu polskich, sprawdzonych technologii środowiskowych na rynki zagraniczne. Realizacja projektu stanowi ważne narzędzie wspierające proces kształtowania zrównoważonego rozwoju w Polsce i na świecie. Technologie wspierane w projekcie GreenEvo to gwarantowanej jakości, sprawdzone rozwiązania, wykazujące pozytywny efekt środowiskowy. Często są kompleksową odpowiedzią na specyficzne problemy środowiskowe. Cechują się konkurencyjnością w stosunku do istniejących rozwiązań, dlatego mają istotny potencjał pod kątem ekspansji do krajów rozwijających się, zmagających się z problemami w obszarze ochrony środowiska. Projekt stymuluje przejście w kierunku gospodarki o obiegu zamkniętym, w szczególności poprzez wspieranie oraz promowanie innowacji ekologicznych i technologii środowiskowych we wszystkich kluczowych obszarach gospodarki.

GreenEvo wspiera głównie małych i średnich przedsiębiorców oferujących zielone technologie, którzy często nie mają wystarczających możliwości rozwoju swojej działalności poza granicami Polski. Ministerstwo wspiera firmy w procesie wejścia na zagraniczne rynki, jednocześnie promując ideę rozwoju gospodarczego z poszanowaniem środowiska.

**Okres współpracy:** obecna edycja programu realizowana jest w latach 2024–2026

## Bezpieczeństwo energetyczne

- ★ Współpraca energetyczna w ramach Grupy Wyszehradzkiej (V4)

**Państwa/podmioty zaangażowane:** Czechy, Polska, Słowacja, Węgry

**Opis i oczekiwane efekty:** Współpraca w ramach Grupy Wyszehradzkiej. W ramach gazowego projektu korytarza północ-południe, zrealizowano gazowe połączenia międzysystemowe: Polska – Słowacja oraz Słowacja – Węgry. Wszystkie cztery kraje grupy zajmują solidarne stanowisko w związku

z wykorzystaniem energii jądrowej i współpracują w obszarze elektroenergetyki. Działania te sprzyjają budowaniu bezpieczeństwa energetycznego i niezależności państw V4. Spójne zdefiniowanie celów oraz ich solidarna realizacja sprzyjają tworzeniu integracji Unii Europejskiej i harmonizacji jej poziomu rozwoju.

#### ★ Formuła Pokoju

**Państwa / podmioty zaangażowane:** Polska, Dania, Norwegia, Ukraina, Kanada, Republika Korei, Wielka Brytania, UAS, Malezja, Mołdawia, ZEA, Katar, Portugalia, Włochy, Chorwacja, Francja, Niemcy, Słowacja, Bułgaria, Słowenia, Japonia, Malezja, Kuwejt, Luksemburg, Litwa, przedstawiciele KE, instytucje UE i organizacji międzynarodowe jak, IAEA, EEAS, IEA, Energy Community, ENTSO-E, UN.

**Opis i oczekiwane efekty:** Polska wraz z Danią, Norwegią i Ukrainą współprzewodniczą w realizacji punktu 3. *bezpieczeństwo energetyczne* Formuły Pokoju, będącej inicjatywą prezydenta Ukrainy. W ramach prac grupy roboczej uzgodniono tzw. *Concept Note* dotyczący działań, jakie społeczność międzynarodowa może przedsięwziąć w celu opracowania modelu odporności energetycznej jako części wspólnej strategii ograniczania ryzyka zakłóceń bezpieczeństwa energetycznego, a także kolejnych kroków mających na celu realizację tych działań. Trzy główne filary osiągnięcia tego celu to:

- ✓ zapewnienie niezawodności dostaw energii (krótkoterminowy) w tym m.in. bieżące naprawy sieci, optymalizacja zużycia energii, inwestycje w sieć grzewczą, tworzenie nowych zapasów energii;
- ✓ opracowanie długoterminowego, odpornego systemu energetycznego w tym m.in. przebudowa sieci energetycznych, decentralizacja produkcji energii, integracja z sieciami UE, inwestycje w energetykę gazową, zwiększenie efektywności energetycznej, stopniowe wycofywanie się z węgla, samowystarczalność energetyczna, transformacja energetyczna i dywersyfikacja źródeł zaopatrzenia;
- ✓ promowanie międzynarodowego bezpieczeństwa energetycznego, w tym m.in. przystąpienie Ukrainy do międzynarodowych konwencji i umów dotyczących bezpieczeństwa energetycznego, zawieranie sojuszy energetycznych.

### Infrastruktura energetyczna

#### ★ BEMIP – The Baltic Energy Market Interconnection Plan

**Państwa/podmioty zaangażowane:** Dania, Niemcy, Estonia, Łotwa, Litwa, Polska, Finlandia i Szwecja. Norwegia uczestniczy w charakterze obserwatora

**Opis i oczekiwane efekty:** BEMIP to grupa skupiająca przedstawicieli administracji rządowej różnych szczebli, która wspiera transformację energetyczną w Regionie Morza Bałtyckiego oraz dąży do osiągnięcia otwartego i zintegrowanego rynku energii wśród krajów UE w Regionie Morza Bałtyckiego. To jedna z najstarszych i najbardziej zaawansowanych form współpracy regionalnej w obszarze infrastruktury energetycznej. W obszarze szczególnego zainteresowania BEMIP można zaliczyć w ostatnich latach następujące wysiłki mające na celu dokończenie synchronizacji trzech krajów bałtyckich (Litwa, Łotwa, Estonia) z sieciami europejskimi, zwiększenie zdolności przesyłowych w odległym obszarze nordyckim, rozwój regionalnego rynku gazu zdekarbonizowanego, działania na rzecz dekarbonizacji systemów gazowych w regionie oraz jak najlepsze wykorzystanie potencjału regionu w zakresie efektywności energetycznej i energii odnawialnej, zarówno na lądzie, jak i na morzu.

- ✓ infrastruktura elektroenergetyczna – synchronizacja trzech krajów bałtyckich z systemem nordyckim i z Europą kontynentalną, zwiększenie zdolności przesyłowych w odległym obszarze nordyckim,
- ✓ rozwój OZE – w ostatnim czasie szczególnie w odniesieniu do morskiej energetyki wiatrowej,
- ✓ dekarbonizacja sektorów gazowych w Regionie Morza Bałtyckiego oraz realizacja projektów wodorowych będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (PCI).

## Ciepłownictwo

- ★ Projekt transgraniczny United Heat

**Państwa/podmioty zaangażowane:** Zgorzelec w Polsce, Gorlitz w Niemczech

**Opis i oczekiwane efekty:** Realizacja porozumienia dotyczącego dwóch miejscowości pogranicza Polski i Niemiec ma niewielką skalę w ujęciu krajowym czy regionalnym, ale zasługuje na dostrzeżenie, ze względu na dobrą praktykę. Współpraca Polski i Niemiec odbywa się w ramach porozumienia dwustronnego, w którym poparły one projekt transgraniczny Gorlitz-Zgorzelec. Spółka SEC Zgorzelec i jej partner Stadtwerke Goerlitz zaaplikowały o dofinansowanie ze środków unijnych na budowę nowej ciepłowni biomasowej, instalację instalacji solarnej do podgrzewania ciepłej wody, z magazynem ciepła. Celem jest stworzenie ekologicznej, neutralnej dla klimatu sieci ciepłowniczej, która pozwoli na redukcję emisji GHG, a od 2027 r. umożliwi odejście od węgla w tych przedsiębiorstwach.

## Energetyka jądrowa

- ★ Współpraca międzynarodowa w zakresie energetyki jądrowej realizowana jest w ramach stosunkowo wielu formuł, należą do nich przede wszystkim: Europejska Wspólnota Energii Atomowej (Euratom), Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej (IAEA), Agencja Energii Jądrowej Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (NEA OECD), Grupa Szefów Europejskich Urzędów Dozoru Radiologicznego (HERCA), Zachodnioeuropejskie Stowarzyszenie Dozorów Jądrowych (WENRA), Rada Państw Morza Bałtyckiego (RPMB), Europejskie Stowarzyszenie Regulatorów Ochrony Fizycznej (ENSRA), Europejskie Towarzystwo Badań i Rozwoju Zabezpieczeń Materiałów Jądrowych (ESARDA). Współpraca w ramach tych organizacji służy zwiększaniu kompetencji oraz wdrażaniu dobrych praktyk poprzez wymianę wiedzy i doświadczeń.
- ★ Ze względu na eksploatację elektrowni jądrowych w bliskim sąsiedztwie granic Polski, a także planowanymi inwestycjami w Polsce, kluczowa jest współpraca z dozorami jądrowymi krajów sąsiadujących, realizowana na podstawie międzyrządowych umów dotyczących wczesnego powiadamiania o awarii jądrowej i współpracy w dziedzinie bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej. Z tego względu Państwowa Agencja Atomistyki (PAA) zawarła umowy ze wszystkimi krajami graniczącymi z Polską, a także z Austrią, Danią i Norwegią.
- ★ W ramach Unii Europejskiej Polska bierze udział w pracach Grupy Roboczej Rady UE ds. Jądrowych, na której dyskutowane są dokumenty legislacyjne i pozalegisłacyjne w zakresie Wspólnoty Euratom. Polska uczestniczy w koalicji państw projądrowych i występuje ze stanowiskami wspierającymi rozwój energetyki jądrowej w UE, warunki inwestycyjne w sektorze oraz zwiększenie środków na badania i rozwój jądrowy. Monitorowane są również i w razie potrzeby podejmowane interwencje w ramach prac pozostałych grup roboczych Rady UE w sprawach istotnych dla rozwoju energetyki jądrowej, np. ds. środowiskowych.

# Wykaz regulacji UE (i nazwy zwyczajowe)

**dyrektywa Rady 91/271/EWG** - dyrektywa Rady 91/271/EWG z dnia 21 maja 1991 r. dotycząca oczyszczania ścieków komunalnych, [link](#)

**dyrektywa 2024/3019 tzw. nowa dyrektywa ściekowa** - dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/3019 z dnia 12 grudnia 2024 r. dotycząca oczyszczania ścieków komunalnych, [link](#)

**dyrektywa 94/62/WE w sprawie opakowań i odpadów opakowaniowych** – dyrektywa 94/62/WE Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 września 2000 r. w sprawie pojazdów wycofanych z eksploatacji, [link](#)

**ramowa dyrektywa wodna** – dyrektywa 2000/60/WE Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) z dnia 12 lipca 2023 r. w sprawie baterii i zużytych baterii, zmieniające dyrektywę 2008/98/WE i rozporządzenie (UE) 2019/1020 oraz uchylające dyrektywę 2006/66/WE, [link](#)

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

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

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

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

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



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

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

**dyrektywa NIS2** – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/2555 z dnia 14 grudnia 2022 r. w sprawie środków na rzecz wysokiego wspólnego poziomu cyberbezpieczeństwa na terytorium Unii, zmieniająca rozporządzenie (UE) nr 910/2014 i dyrektywę (UE) 2018/1972 oraz uchylającą dyrektywę (UE) 2016/1148, [link](#)

**dyrektywa 2023/958** – dyrektywa Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 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 uchylającą dyrektywę Rady (UE) 2015/652, [link](#)

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

**dyrektywa 2024/1788** – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1788 w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, [link](#)

**dyrektywa w sprawie jakości powietrza i czystsze powietrze dla Europy** – dyrektywa 2024/2881 Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) z dnia 23 października 2024 r., [link](#)

**dyrektywa CSRD** - Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/2464 z dnia 14 grudnia 2022 r. w sprawie zmiany rozporządzenia (UE) nr 537/2014, dyrektywy 2004/109/WE, dyrektywy 2006/43/WE oraz dyrektywy 2013/34/UE w odniesieniu do sprawozdawczości przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju, [link](#)

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

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

**rozporządzenie 2022/869** – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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](#)

**kodeks sieci NCSS** – rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2024/1366 z dnia 11 marca 2024 r. uzupełniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 poprzez ustanowienie kodeksu sieci dotyczącego zasad sektorowych w zakresie aspektów cyberbezpieczeństwa w transgranicznych przepływach energii elektrycznej

**rozporządzenie TEN-T** – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 2024/1789** – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1789 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, [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 Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/3012 z dnia 27 listopada 2024 r. w sprawie ustanowienia unijnych ram certyfikacji trwałego pochłaniania dwutlenku węgla, technik węgłochłonnych 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](#)

**Pakt dla czystego przemysłu** - Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Pakt dla czystego przemysłu: wspólny plan działania na rzecz konkurencyjności i dekarbonizacji” (COM/2025/85 final), [link](#)

**Kompas konkurencyjności UE** - Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Kompas konkurencyjności UE” (COM/2025/30 final), [link](#)

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

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

# Wykaz skrótów

|               |                                                                                                                                                                              |
|---------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>aKPEiK</b> | – aktualizacja <i>Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030</i>                                                                                           |
| <b>BGK</b>    | – Bank Gospodarstwa Krajowego                                                                                                                                                |
| <b>B+R</b>    | – działalność badawczo-rozwojowa                                                                                                                                             |
| <b>CBAM</b>   | – unijny mechanizm dostosowywania cen na granicach                                                                                                                           |
| <b>CCS</b>    | – technologia wychwytywania i magazynowania dwutlenku węgla, ang. <i>Carbon Capture and Storage</i>                                                                          |
| <b>CCU</b>    | – technologia wychwytywania i utylizacji dwutlenku węgla, ang. <i>Carbon Capture and Utilization</i>                                                                         |
| <b>CCUS</b>   | – technologia wychwytu, składowania i wykorzystania dwutlenku węgla, ang. <i>Carbon Capture, Utilization and Storage</i>                                                     |
| <b>CEEB</b>   | – Centralna Ewidencja Emisyjności Budynków                                                                                                                                   |
| <b>CEF</b>    | – Instrument „Łącząc Europę”                                                                                                                                                 |
| <b>CEPS</b>   | – Europejska Sieć Rurociągów Paliwowych, ang. <i>Central Europe Pipeline System</i>                                                                                          |
| <b>CID</b>    | – Pakt dla czystego przemysłu                                                                                                                                                |
| <b>CRChEB</b> | – Centralny Rejestr Charakterystyki Energetycznej Budynków                                                                                                                   |
| <b>CRMA</b>   | – Europejski akt w sprawie surowców krytycznych                                                                                                                              |
| <b>CSIRE</b>  | – Centralny System Informacji Rynku Energii                                                                                                                                  |
| <b>CSIRT</b>  | – zespół reagowania na incydenty bezpieczeństwa komputerowego, ang. <i>Computer Security Incident Response Team</i> (rozwinięcie w zależności od tematyki np. CSIRT Energia) |
| <b>CWTE</b>   | – Centrum Wsparcia Transformacji Energetycznej (podmiot nie istnieje w chwili przyjęcia aKPEiK, jego powstanie jest jednym z planowanych działań)                            |
| <b>DKR</b>    | – normy dobrej kultury rolnej, ang. <i>Good Agricultural and Environmental Conditions</i>                                                                                    |
| <b>DRI</b>    | – bezpośrednia redukcja żelaza umożliwiająca produkcję żelaza z rudy żelaza przy użyciu wodoru, ang. <i>Direct Reduced Iron</i>                                              |
| <b>DSR</b>    | – zarządzanie popytem, odpowiedź strony popytowej, ang. <i>demand side response</i>                                                                                          |
| <b>EU ETS</b> | – europejski system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, ang. <i>European Union Emissions Trading System</i>                                                 |
| <b>FEnIKS</b> | – Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021-2027                                                                                                       |
| <b>FM</b>     | – Fundusz Modernizacyjny                                                                                                                                                     |
| <b>FSRU</b>   | – pływający terminal regazyfikacyjny gazu ziemnego, ang. <i>floating storage regasification unit</i>                                                                         |
| <b>FST</b>    | – Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji                                                                                                                               |
| <b>GAEC</b>   | – normy dobrej kultury rolnej, ang. <i>Good Agricultural and Environmental Conditions</i>                                                                                    |
| <b>GIOŚ</b>   | – Główny Inspektorat Ochrony Środowiska                                                                                                                                      |
| <b>GHG</b>    | – gazy cieplarniane, ang. <i>greenhouse gases</i>                                                                                                                            |
| <b>GOZ</b>    | – gospodarka o obiegu zamkniętym                                                                                                                                             |
| <b>GUS</b>    | – Główny Urząd Statystyczny                                                                                                                                                  |

|                  |                                                                                                                                                   |
|------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>IPCC</b>      | – Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu, ang. <i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>                                                   |
| <b>JST</b>       | – jednostki samorządu terytorialnego                                                                                                              |
| <b>KPEiK</b>     | – <i>Krajowy Plan w dziedzinie Energii Klimatu do 2030 r.</i> ; zintegrowany plan w dziedzinie energii i klimatu – jako nazwa rodzajowa dokumentu |
| <b>KPK OZE</b>   | – Krajowy Punkt Kontaktowy do spraw odnawialnych źródeł energii                                                                                   |
| <b>KPO</b>       | – Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności                                                                                                  |
| <b>KPRB</b>      | – Krajowy plan renowacji budynków                                                                                                                 |
| <b>KSE</b>       | – krajowy system elektroenergetyczny                                                                                                              |
| <b>KWK</b>       | – kopalnia węgla kamiennego                                                                                                                       |
| <b>LNG</b>       | – gaz ziemny w postaci skroplonej, ang. <i>liquefied natural gas</i>                                                                              |
| <b>LULUCF</b>    | – użytkowanie gruntów i zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo, ang. <i>land use, land-use change, and forestry</i>                               |
| <b>NCBR</b>      | – Narodowe Centrum Badań i Rozwoju                                                                                                                |
| <b>NCN</b>       | – Narodowe Centrum Nauki                                                                                                                          |
| <b>NCW</b>       | – Narodowy Cel Wskaźnikowy (dotyczy udziału OZE w transporcie)                                                                                    |
| <b>NFOŚiGW</b>   | – Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej                                                                                         |
| <b>NZIA</b>      | – Akt UE w sprawie przemysłu neutralnego emisyjnie                                                                                                |
| <b>OIRE</b>      | – operator informacji rynku energii                                                                                                               |
| <b>OSD</b>       | – operatorzy systemów dystrybucyjnych (elektroenergetycznych lub gazowych)                                                                        |
| <b>OSDe</b>      | – operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych                                                                                       |
| <b>OSDg</b>      | – operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych                                                                                                    |
| <b>OSE</b>       | – obywatelskie społeczności energetyczne                                                                                                          |
| <b>OSM</b>       | – operator systemu magazynowania gazu ziemnego                                                                                                    |
| <b>OSP</b>       | – operator systemu przesyłowego (elektroenergetyczny lub gazowy)                                                                                  |
| <b>OSPe</b>      | – operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE S.A.)                                         |
| <b>OSPg</b>      | – operator systemu przesyłowego gazowego – Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.                                                       |
| <b>OZE</b>       | – odnawialne źródła energii                                                                                                                       |
| <b>PARP</b>      | – Polska Agencja Rozwoju Przedsiębiorczości                                                                                                       |
| <b>PE</b>        | – Parlament Europejski                                                                                                                            |
| <b>PFR</b>       | – Polski Fundusz Rozwoju S.A.                                                                                                                     |
| <b>PGL LP</b>    | – Państwowe Gospodarstwo Leśne Lasy Państwowe                                                                                                     |
| <b>PPA</b>       | – długoterminowe umowy zakupu energii, ang. <i>power purchase agreement</i>                                                                       |
| <b>PMG</b>       | – podziemne magazyny gazu                                                                                                                         |
| <b>REPowerEU</b> | – polityka energetyczna w krajowych planach odbudowy i zwiększania odporności                                                                     |
| <b>RARS</b>      | – Rządowa Agencja Rezerw Strategicznych                                                                                                           |

|              |                                                                                                                                                                            |
|--------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>RFNBO</b> | – paliwa odnawialne pochodzenia niebiologicznego (w tym wodór odnawialny pochodzenia niebiologicznego „wodór RFNBO”), ang. <i>renewable fuels of non-biological origin</i> |
| <b>SMR</b>   | – małe reaktory jądrowe, ang. <i>small modular reactors</i>                                                                                                                |
| <b>SGT</b>   | – system gazociągów tranzytowych                                                                                                                                           |
| <b>TCO</b>   | – całkowity koszt posiadania, ang. <i>total cost of ownership</i>                                                                                                          |
| <b>TPST</b>  | – terytorialny plan sprawiedliwej transformacji                                                                                                                            |
| <b>TSL</b>   | – sektor transportu, spedycji i logistyki                                                                                                                                  |
| <b>UE</b>    | – Unia Europejska                                                                                                                                                          |
| <b>URE</b>   | – Urząd Regulacji Energetyki                                                                                                                                               |
| <b>WTZ</b>   | – wielkoobszarowe tereny zdegradowane                                                                                                                                      |
| <b>ZG</b>    | – zakład górniczy                                                                                                                                                          |
| <b>ZPO</b>   | – zapobieganie powstawaniu odpadów                                                                                                                                         |

# Wykaz wykresów tabel i rysunków

|                                                                                                                                                                        |                                         |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|
| Wykres 1. Redukcja emisji gazów cieplarnianych [mln t ekw. CO <sub>2</sub> ].....                                                                                      | 31                                      |
| Wykres 2. Udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto w scenariuszach WEM i WAM .....                                                                                 | 36                                      |
| Wykres 3. Udział OZE w zużyciu energii w elektroenergetyce do 2030 r.....                                                                                              | 40                                      |
| Wykres 4. Udział OZE w zużyciu energii w ciepłownictwie i chłodnictwie do 2030 r. [%] .....                                                                            | <b>Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.</b> |
| Wykres 5. Produkcja ciepła systemowego w podziale na paliwa [PJ] .....                                                                                                 | 47                                      |
| Wykres 6. Emisje GHG z przemysłu [mln t CO <sub>2</sub> eq] .....                                                                                                      | 62                                      |
| Wykres 7. Emisje GHG z rolnictwa [mln t CO <sub>2</sub> eq].....                                                                                                       | 69                                      |
| Wykres 8. Porównanie celów i prognoz dot. redukcji emisji zanieczyszczeń do 2030 r dla scenariusza WEM i WAM [%] .....                                                 | 77                                      |
| Wykres 9. Zużycie energii pierwotnej do 2030 r. zgodnie z formułą EED i według KPEiK [Mtoe].....                                                                       | 100                                     |
| Wykres 10. Zużycie energii finalnej do 2030 r. zgodnie z formułą EED i według KPEiK [Mtoe] .....                                                                       | 102                                     |
| Wykres 11. Oszacowanie zmniejszenia zużycie FEC [ktoe] .....                                                                                                           | 106                                     |
| Wykres 12. Prognoza mocy osiągalnej netto wytwarzania energii elektrycznej - scenariusz WEM i WAM [MW].....                                                            | 144                                     |
| Wykres 13. Prognoza produkcji energii elektrycznej brutto – scenariusz WEM i WAM [TWh].....                                                                            | 144                                     |
| Wykres 14. Odsetek gospodarstw domowych, które wydają co najmniej 10% dochodów na energię [% gospodarstw domowych].....                                                | 167                                     |
| Wykres 15. Odsetek gospodarstw, których dochody kształtują się na poziomie poniżej minimum socjalnego po opłaceniu rachunków za energię [% gospodarstw domowych] ..... | 167                                     |
| <br>Tabela 1. Prognozy emisji gazów cieplarnianych w 2030 i 2040 r. na tle 1990 i 2023 r. dla scenariusza WAM i WEM [mln t ekw. CO <sub>2</sub> ] r. ....              | 32                                      |
| Tabela 2. Minimalny udział paliwa zrównoważonego w paliwie lotniczym w unijnych portach lotniczych w latach 2025 – 2050 [%] .....                                      | 59                                      |
| Tabela 3. Zużycie energii pierwotnej oraz energii finalnej [Mtoe] .....                                                                                                | 98                                      |
| Tabela 4. Historyczne zużycie energii pierwotnej w latach 2014-2023 uwzględnione przy wyznaczaniu orientacyjnej trajektorii wkładu krajowego [ktoe] .....              | 99                                      |
| Tabela 5. Orientacyjna trajektoria realizacji wkładu krajowego w zakresie energii pierwotnej w latach 2022-2030 (wyznaczona wg formuły) [ktoe].....                    | 99                                      |
| Tabela 6. Historyczne zużycie energii finalnej w latach 2012-2021 uwzględnione przy wyznaczaniu orientacyjnej trajektorii wkładu krajowego [ktoe] .....                | 101                                     |
| Tabela 7. Orientacyjna trajektoria realizacji wkładu krajowego w zakresie energii finalnej w latach 2022–2030 (wyznaczona wg formuły) [ktoe].....                      | 101                                     |
| Tabela 8. Trajektoria osiągnięcia skumulowanych oszczędności finalnego zużycia energii do 2030 r. [ktoe] .....                                                         | 105                                     |

|                                                                                                                                    |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabela 9. Charakterystyka grup instytucji publicznych według typu i wielkości jednostki administracyjnej .....                     | 106 |
| Tabela 10. Obowiązki wyposażenia budynku w instalację słoneczną .....                                                              | 111 |
| Tabela 11. Wartości wskaźników ubóstwa energetycznego w Polsce w latach 2019-2023 według danych GUS [% gospodarstw domowych] ..... | 166 |
| Tabela 12. Wartości wskaźników ubóstwa energetycznego w latach 2019 oraz 2023 [%] .....                                            | 166 |
| Tabela 13 Lista kluczowych wskaźników realizacji KPEiK .....                                                                       | 298 |
| <br>Rysunek 1. Udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto [%] .....                                                              | 9   |
| Rysunek 2. Unia Energetyczna Unii Europejskiej.....                                                                                | 21  |
| Rysunek 3. Redukcja GHG w 2030 r. vs. 1990 r. w scenariuszu WAM [%] .....                                                          | 34  |
| Rysunek 4. Zużycie OZE w sektorach i w końcowym zużyciu energii w porównaniu do KPEiK z 2019 r. ....                               | 36  |

# Załącznik 1. do aKPEiK

Scenariusz przyspieszonej transformacji  
(ang. with additional measures, WAM)



Ministerstwo  
Energii



# Spis treści

|                                                                                                                                                                     |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Wprowadzenie .....                                                                                                                                                  | 5  |
| 1. Wymiar „obniżenie emisyjności” .....                                                                                                                             | 6  |
| 1.1. Emisje i pochłanianie gazów cieplarnianych oraz emisje innych substancji .....                                                                                 | 6  |
| 1.1.1. Emisje gazów cieplarnianych oraz ich pochłaniania .....                                                                                                      | 6  |
| 1.1.2. Emisje substancji zanieczyszczających powietrze .....                                                                                                        | 13 |
| 1.1.3. Porównanie prognoz emisji GHG oraz ich pochłaniania – scenariusz WAM<br>vs. scenariusz WEM .....                                                             | 19 |
| 1.1.4. Prognozowany spadek emisji GHG raportowanych Porównanie prognoz emisji<br>substancji zanieczyszczających powietrze – scenariusz WAM vs. scenariusz WEM ..... | 23 |
| 1.2. Energia ze źródeł odnawialnych .....                                                                                                                           | 28 |
| 1.2.1. Wykorzystanie OZE ogółem, w elektroenergetyce, ciepłownictwie i chłodnictwie oraz<br>w transporcie .....                                                     | 30 |
| 1.2.2. Wykorzystanie OZE w budynkach i w przemyśle .....                                                                                                            | 40 |
| 2. Wymiar „efektywność energetyczna” .....                                                                                                                          | 42 |
| 2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej .....                                                                                                                    | 43 |
| 2.2. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory .....                                                                                                           | 46 |
| 2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa .....                                                                                                            | 47 |
| 2.4. Zużycie nieenergetyczne .....                                                                                                                                  | 48 |
| 2.5. Intensywność zużycia energii pierwotnej .....                                                                                                                  | 49 |
| 2.6. Intensywność zużycia energii finalnej .....                                                                                                                    | 49 |
| 2.7. Wsad paliwowy w wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej .....                                                                                               | 50 |
| 2.8. Wsad paliwowy w pozostałe procesy konwersji .....                                                                                                              | 51 |
| 2.9. Zużycie w sektorze energii .....                                                                                                                               | 51 |
| 2.10. Udział wytwarzania skojarzonego w produkcji energii elektrycznej i ciepła .....                                                                               | 52 |
| 2.11. Produkcja energii ciepłej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach .....                                                                           | 53 |
| 2.12. Produkcja energii ciepłej wytworzonej w indywidualnych źródłach ciepła .....                                                                                  | 54 |
| 3. Wymiar „bezpieczeństwo energetyczne” .....                                                                                                                       | 56 |
| 3.1. Krajowe zasoby energetyczne .....                                                                                                                              | 56 |
| 3.2. Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa .....                                                                                                           | 60 |
| 3.3. Import netto z podziałem na rodzaj paliwa .....                                                                                                                | 62 |
| 3.4. Główne źródła importu .....                                                                                                                                    | 64 |
| 3.5. Zużycie krajowe brutto paliw i energii .....                                                                                                                   | 66 |
| 3.6. Produkcja energii elektrycznej i ciepła .....                                                                                                                  | 68 |
| 3.7. Produkcja energii elektrycznej brutto z podziałem na paliwa .....                                                                                              | 69 |
| 3.8. Zdolności wytwórcze energii elektrycznej z podziałem na źródła .....                                                                                           | 73 |
| 4. Wymiar „wewnętrzny rynek energii” .....                                                                                                                          | 75 |
| 4.1. Rynek energii elektrycznej i paliw, ceny energii .....                                                                                                         | 75 |

|                                                                                                                                                                                     |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 4.1.1. Koszty wytwarzania energii elektrycznej i wodoru .....                                                                                                                       | 75  |
| 4.1.2. Ceny energii elektrycznej w podziale na sektory .....                                                                                                                        | 76  |
| 4.1.3. Krajowe ceny detaliczne paliw .....                                                                                                                                          | 77  |
| 4.2. Nakłady na inwestycje związane z energią .....                                                                                                                                 | 78  |
| 5. Badania naukowe, technologie i innowacje .....                                                                                                                                   | 82  |
| 5.1. Obecna sytuacja sektora technologii ograniczających emisje i jego pozycja na rynku globalnym .....                                                                             | 82  |
| 5.2. Nakłady inwestycyjne na badania naukowe i rozwojowe nad ograniczeniem emisji .....                                                                                             | 87  |
| 6. Skutki planowanych polityk i działań dla systemu energetycznego oraz emisji i pochłaniania GHG, a także emisji zanieczyszczeń .....                                              | 88  |
| 6.1. Ocena wzajemnego wpływu istniejących i planowanych polityk i działań oraz pomiędzy tymi politykami i działaniami a środkami polityki Unii w dziedzinie klimatu i energii ..... | 88  |
| 6.2. Założenia do analizy makroekonomicznej .....                                                                                                                                   | 89  |
| 6.3. Skutki makroekonomiczne .....                                                                                                                                                  | 92  |
| 6.3.1. Zastosowane podejście metodyczne .....                                                                                                                                       | 92  |
| 6.3.2. Zmiany poziomu PKB .....                                                                                                                                                     | 93  |
| 6.3.3. Inwestycje w gospodarce .....                                                                                                                                                | 94  |
| 6.3.4. Konsumpcja gospodarstw domowych .....                                                                                                                                        | 94  |
| 6.3.5. Saldo handlu zagranicznego .....                                                                                                                                             | 95  |
| 6.4. Skutki społeczne .....                                                                                                                                                         | 96  |
| 6.4.1. Dynamika płacy realnej .....                                                                                                                                                 | 96  |
| 6.4.2. Dynamika zatrudnienia w sektorach gospodarki .....                                                                                                                           | 96  |
| 6.4.3. Kwalifikacje pracowników .....                                                                                                                                               | 97  |
| 6.4.4. Udział wydatków gospodarstw domowych na paliwa i energię .....                                                                                                               | 99  |
| 6.4.5. Skutki zdrowotne i środowiskowe .....                                                                                                                                        | 101 |
| 6.5. Czynniki ryzyka w procesach inwestycyjnych .....                                                                                                                               | 103 |
| 6.5.1. Czynniki ryzyka finansowego .....                                                                                                                                            | 103 |
| 6.5.2. Czynniki ryzyka sektorowego, rynkowego lub regulacyjnego dot. rynków finansowych, bądź bariery w kontekście krajowym lub regionalnym .....                                   | 106 |
| 7. Wpływ planowanych polityk i działań na inne państwa członkowskie i współpracę regionalną .....                                                                                   | 112 |
| 7.1. Wpływ na system energetyczny w państwach sąsiednich i w innych państwach członkowskich w regionie .....                                                                        | 112 |
| 7.1.1. Systemy elektroenergetyczne .....                                                                                                                                            | 112 |
| 7.1.2. Systemy gazowe .....                                                                                                                                                         | 113 |
| 7.1.3. Energetyka jądrowa .....                                                                                                                                                     | 113 |
| 7.1.4. Rynek mocy .....                                                                                                                                                             | 114 |
| 7.2. Wpływ na ceny energii, usługi energetyczne i integrację rynku energii .....                                                                                                    | 114 |
| 7.2.1. Ceny energii .....                                                                                                                                                           | 114 |
| 7.2.2. Integracja rynku energii .....                                                                                                                                               | 115 |

|                                                                                                              |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 7.3. Wpływ na współpracę regionalną .....                                                                    | 115 |
| 8. Wkład planowanych polityk i działań na rzecz osiągnięcia unijnego celu neutralności<br>klimatycznej ..... | 118 |
| Wykaz regulacji UE (i nazwy zwyczajowe) .....                                                                | 118 |
| Wykaz skrótów .....                                                                                          | 123 |
| Spis tabel .....                                                                                             | 126 |
| Spis wykresów i rysunków .....                                                                               | 128 |

# Wprowadzenie

Niniejszy dokument zawiera wyniki analiz i prognoz w **scenariuszu WAM** (ang. *with additional measures*), który rozumiany jest jako **scenariusz przyspieszonej transformacji klimatyczno-energetycznej** z planowanymi politykami i działaniami<sup>1</sup>.

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

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

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

W dokumencie zostały zaimplementowane m.in. wnioski ze spotkań eksperckich przeprowadzonych w latach 2024-2025, w tym stanowiska sektora energetycznego opracowane po publikacji wersji aktualizacji KPEiK z lipca 2025 r., jak również wnioski z zaleceń Komisji Europejskiej z dnia 26 kwietnia 2024 r. do polskiego projektu *Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r.*

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

Analizy i prognozy zostały wykonane na zlecenie Ministerstwa Energii 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 Komisji Europejskiej w zakresie przygotowywania krajowych planów). Dane prezentowane są w okresach pięcioletnich.

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

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

# 1. Wymiar „obniżenie emisyjności”

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

### 1.1.1. Emisje gazów cieplarnianych oraz ich pochłaniania

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 1.1):

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

| Sektor                                                         | Główne źródło danych                                                                                                                                              | Dodatkowe źródła danych/uwagi                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
|----------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. Energia                                                     | Prognozy zmian aktywności w wybranych sektorach, opracowane przez ARE S.A. na potrzeby przygotowania aKPEiK, zamieszczone w rozdziałach 2 i 3 niniejszego raportu | 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”<br>„Analiza redukcji emisji gazów cieplarnianych w przemyśle energochłonnym. Ekspertyza Fundacji InStrat pod kątem aKPEiK”, 2025 |
| 2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów                 |                                                                                                                                                                   |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| 3. Rolnictwo                                                   |                                                                                                                                                                   | Prognoza aktywności sektora rolnego w Polsce do 2040 r. na potrzeby KOBIZE; Instytut Ekonomiki Rolnictwa i Gospodarki Żywnościowej - Państwowy Instytut Badawczy. Redakcja: dr Konrad Prandecki. Warszawa, 6.05.2024 r.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| 4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo |                                                                                                                                                                   | 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 planowanych polityk i przepisów w zakresie: poprawy efektywności energetycznej, zwiększenia bezpieczeństwa dostaw paliw i energii, dywersyfikacji struktury paliw w energetyce, rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii, rozwoju konkurencyjnych rynków paliw i energii, ograniczenia oddziaływania energetyki na środowisko.

Poniżej (Tabela 1.2; Rysunek 1.1) zaprezentowano syntetyczne wyniki prognozowanych dla lat 2025-2040 emisji gazów cieplarnianych w Polsce dla scenariusza WAM, w zestawieniu z emisją historyczną dla wybranych lat w okresie 1990-2020, wg sektorów IPCC.

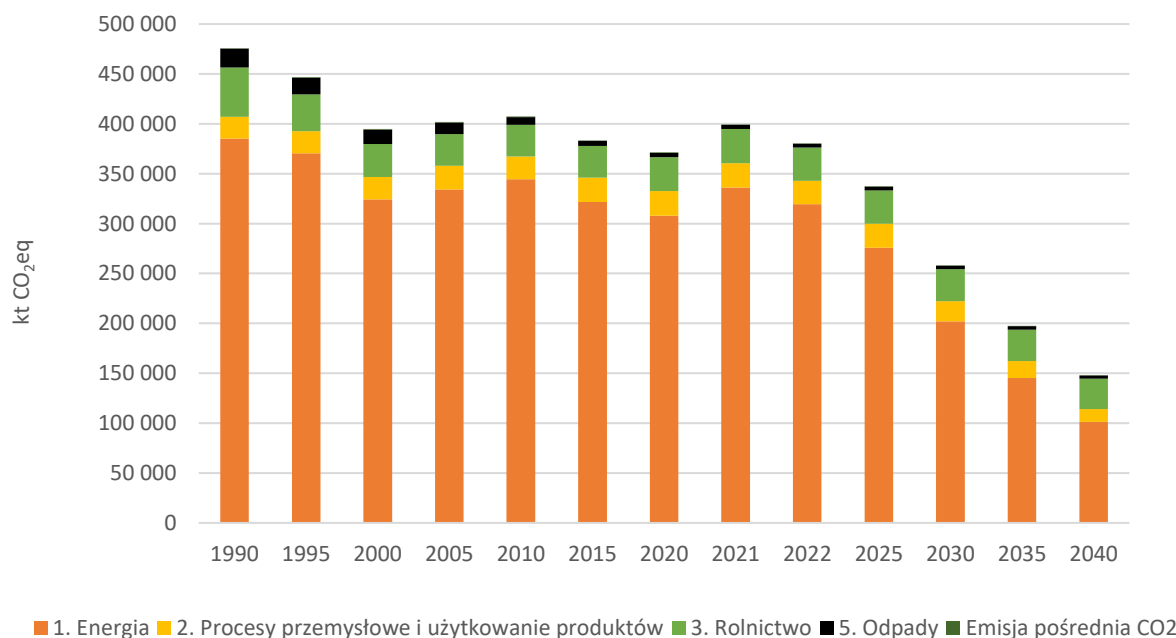
\* NFR – ang. Nomenclature for Reporting, format podziału źródeł emisji na kategorie stosowany w ramach konwencji CLRTAP

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

| Sektor                                                         | Emisje GHG [kt CO <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 | 275 917,40 | 201 925,94 | 145 391,00 | 101 202,97 |
| 2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów                 | 21 971,96                          | 23 732,01  | 22 882,28  | 24 356,91  | 24 526,59  | 24 071,99  | 20 267,23  | 16 692,02  | 12 791,50  |
| 3. Rolnictwo                                                   | 49 291,32                          | 31 659,35  | 31 659,59  | 31 775,06  | 34 225,49  | 33 311,18  | 31 993,93  | 31 616,51  | 30 506,49  |
| 4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo | -28 336,99                         | -50 574,69 | -36 334,72 | -34 099,96 | -23 330,17 | -49 741,89 | -46 492,88 | -40 292,92 | -35 333,22 |
| 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 | 287 709,30 | 211 673,14 | 157 345,05 | 112 833,14 |
| Suma (bez LULUCF)*                                             | 475 723,75                         | 401 944,13 | 407 222,02 | 383 455,73 | 371 438,43 | 337 451,19 | 258 166,02 | 197 637,97 | 148 166,35 |

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

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Rysunek 1.1. 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, dla scenariusza WAM

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Prognozuje się, że krajowa emisja gazów cieplarnianych (bez sektora LULUCF) dla scenariusza WAM wyniesie 258,2 mln ton CO<sub>2</sub>eq w 2030 oraz 148,2 mln ton CO<sub>2</sub>eq w 2040 r. i zmniejszy się w stosunku do 1990 r. o blisko 46% w 2030 r. i o ok. 69% w 2040 r. Jeśli weźmie się pod uwagę sektor LULUCF, to wartości prognozowanej krajowej emisji w WAM będą następujące: 211,7 mln ton CO<sub>2</sub>eq w 2030 oraz 112,8 mln ton CO<sub>2</sub>eq w 2040. Oznacza to redukcję emisji w stosunku do roku 1990 o blisko 53% w 2030 oraz 75% w 2040.

W sektorze energii redukcja emisji będzie na poziomie 48% w 2030 r. oraz 74% w 2040 r. w stosunku do roku 1990. Głównym czynnikiem przyczyniającym się do zmniejszenia emisji GHG w sektorze energii jest spadek zużycia paliw zarówno w źródłach stacjonarnych, jak i mobilnych. Redukcję emisji GHG obserwuje się również w sektorze odpadów (o 81% w 2030 r. i o 83% w 2040 r.). W sektorze rolnictwa spadek emisji GHG wynosi 35% w 2030 r. i 38% w 2040 r. w stosunku do 1990 r., na co największy wpływ ma

prognozowana wielkość pogłowia bydła oraz zużycia nawozów mineralnych. W przypadku sektora procesów przemysłowych i użytkowania produktów prognozowana redukcja emisji GHG wyniesie 8% w 2030 r. i 42% w 2040 r. r. w odniesieniu do 1990 r.

W sektorze LULUCF prognozuje się krótkookresowy wzrost pochłaniania netto CO<sub>2</sub>eq, z -23,3 w 2020 r. do prawie -50 mln ton CO<sub>2</sub>eq w 2025 roku. Natomiast, w dłuższej perspektywie przewiduje się spadek pochłaniania do około -46,5 mln ton CO<sub>2</sub>eq w 2030 roku i ok -35 mln ton CO<sub>2</sub>eq w 2040 roku. Warto podkreślić, że bilans netto sektora LULUCF jest bezpośrednio skorelowany z bilansem emisji netto z zarządzanych gruntów leśnych. Prognozy długoterminowe wskazują na znaczący spadek pochłaniania CO<sub>2</sub> (bez względu na zakładany scenariusz), wynikający z ograniczenia dynamiki wzrostu zasobów drzewnych i związany ze zmianami warunków klimatycznych i siedliskowych oraz postępującego procesu starzenia się drzewostanów.

Kolejnym istotnym czynnikiem jest wzmożony proces wydzielania się martwego drewna, który należy wiązać ze stopniowym osłabianiem się drzewostanów, które są w efekcie bardziej podatne na występowanie szkodników zarówno pierwotnych, jak i wtórnych. Stan ten jest związany z postępującymi zmianami klimatycznymi, a w szczególności niedoborem wody w okresie wegetacyjnym. W tym kontekście należy zwrócić również uwagę na polityki i działania promujące pozostawianie martwego drewna w lasach w celu wspierania bioróżnorodności. Szczególnej uwadze podlega realizacja założeń Polityki Leśnej Państwa<sup>2</sup> zakładającej w swoim komponencie technologicznym dot. działań z zakresu gospodarki leśnej pozostawianie w każdym drzewostanie, przewidzianym do odnowienia przez użytkowanie rębne, części starych drzew (od 5 do 10%) do ich fizjologicznej starości lub biologicznej śmierci, w tym drzew dziuplastych i martwych - jako siedlisk licznych gatunków biocenoz leśnych.

Należy zwrócić uwagę, iż w scenariuszu WAM symulacje modelowe przebiegają dwutorowo. Ich podstawowy zakres opiera się w dalszym ciągu na kontynuacji zasad hodowlanego modelu produktywności lasów dla drzewostanów, w których nie wprowadzono i nie planuje się ograniczeń pozyskania drewna. Podejście to obejmuje zarówno drzewostany w zarządzie PGL LP, jak i lasy pozostałych form własności.

W obu tych przypadkach nie zakłada się różnic w intensywności użytkowania, jego strukturze w klasach i podklasach wieku. W efekcie dla wskazanego obszaru lasów wykorzystano wartości prognozowanego pozyskania netto opierające się na wykorzystaniu historycznych wskaźników intensywności użytkowania rębego i przedrębego (kwantyfikujących poziom realizacji tych konkretnych praktyk z zakresu gospodarki leśnej), określonych dla okresu 2010-2019, które przypisano do zmieniającej się w miarę starzenia drzewostanów struktury gatunkowo - wiekowej drzewostanów.

Proces modelowania bilansów zmian zasobów węgla dla pozostałych gruntów leśnych odchodzi od założenia utrzymania dotychczasowego poziomu i intensywności użytkowania rębego i przedrębego w klasach i podklasach wieku, określonych w latach 2010-2019. W scenariuszu WAM ograniczono pozyskanie drewna w roku 2030 w stosunku do roku 2022 o 5,8%. Wskazany poziom redukcji pozyskania (czynnika sterującego finalną wielkością zmian zasobów węglowych) pozwala na osiągnięcie takiej wartości pochłaniania netto, która przewidziana jest w celu zwiększenia pochłaniania dla Polski na 2030 r., opisanego w kolumnie C Załącznika IIa Rozporządzenia 2018/841. Wskazany cel wymusza wzrost wykazywanego w sektorze pochłaniania netto o 3,278 kt CO<sub>2</sub>eq w stosunku do średnich danych z wykazów gazów cieplarnianych za lata 2016, 2017 i 2018.

W drzewostanach pozostałych (tj. objętych ograniczeniami) symulacje bazują na wykorzystaniu modelu granicznej produktywności drzewostanów, tj. całkowitego pominięcia zarówno użytkowania rębego jak i przedrębego. W efekcie uwzględnienia modelu granicznej produktywności drzewostanów, zauważa się krótkoterminowy, pozytywny efekt eliminacji dotychczas realizowanych praktyk gospodarczych, takich jak cięcia przedrębne w obserwowanych zmianach zasobów węglowych.

<sup>2</sup> Polityka leśna państwa. 1997. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 22 kwietnia 1997 r. Ministerstwo Ochrony Środowiska Zasobów Naturalnych i Leśnictwa, Warszawa

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

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

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

| Sektor                                                     | Emisje GHG [kt CO <sub>2</sub> eq] |                   |                   |                   |                   |                   |                   |                   |                  |
|------------------------------------------------------------|------------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|------------------|
|                                                            | 1990                               | 2005              | 2010              | 2015              | 2020              | 2025              | 2030              | 2035              | 2040             |
| <b>1A Spalanie paliw</b>                                   | <b>355 986,40</b>                  | <b>308 136,82</b> | <b>320 244,89</b> | <b>294 771,72</b> | <b>284 569,43</b> | <b>255 433,60</b> | <b>184 358,33</b> | <b>130 847,22</b> | <b>89 227,33</b> |
| 1A1 Przemysł energetyczne                                  | 235 229,43                         | 178 362,41        | 173 529,26        | 163 700,19        | 139 603,24        | 119 069,73        | 73 195,50         | 38 577,25         | 13 707,91        |
| 1A1a Produkcja energii elektrycznej i ciepła               | 228 193,02                         | 171 009,45        | 165 731,48        | 155 616,22        | 131 814,93        | 111 770,41        | 66 714,94         | 33 126,55         | 9 474,35         |
| 1A1ai Produkcja energii elektrycznej                       | IE                                 | IE                | IE                | IE                | IE                | IE                | IE                | IE                | IE               |
| 1A1aii Skojarzona produkcja energii elektrycznej i ciepła  | 186 891,62                         | 148 030,89        | 146 793,76        | 143 099,30        | 118 386,03        | 103 735,48        | 62 232,81         | 30 529,69         | 7 563,41         |
| 1A1aiii Ciepłownie                                         | 41 301,40                          | 13 064,40         | 14 168,17         | 10 135,69         | 9 939,55          | 8 034,93          | 4 482,13          | 2 596,86          | 1 910,94         |
| 1A1b Rafinerie                                             | 2 182,39                           | 3 569,54          | 4 789,81          | 4 435,10          | 4 592,73          | 4 424,65          | 3 712,09          | 2 868,05          | 1 886,34         |
| 1A1c Produkcja paliw stałych i inne przemysły energetyczne | 4 854,03                           | 3 783,42          | 3 007,97          | 3 648,87          | 3 195,58          | 2 874,67          | 2 768,47          | 2 582,65          | 2 347,23         |
| 1A2 Przemysł wytwórczy i budownictwo                       | 42 830,74                          | 33 872,34         | 29 615,73         | 27 954,16         | 28 906,83         | 27 515,97         | 21 968,94         | 18 261,80         | 14 517,81        |
| 1A3 Transport                                              | 20 741,06                          | 36 259,89         | 49 374,96         | 48 007,36         | 63 084,14         | 66 136,79         | 58 119,85         | 51 996,75         | 45 042,55        |
| 1A4 Inne sektory                                           | 57 185,16                          | 59 642,19         | 67 724,94         | 55 110,02         | 52 975,22         | 42 711,11         | 31 074,03         | 22 011,42         | 15 959,06        |
| 1A4a Handel/usługi/instytucje                              | 9 782,20                           | 7 796,21          | 10 614,49         | 7 944,34          | 6 031,18          | 5 301,77          | 4 232,29          | 2 981,95          | 2 203,25         |
| 1A4b Gospodarstwa domowe                                   | 38 154,35                          | 37 621,06         | 45 248,17         | 36 818,66         | 34 982,89         | 27 149,34         | 17 677,58         | 10 725,37         | 6 351,20         |
| 1A4c Rolnictwo/leśnictwo/rybołówstwo                       | 9 248,61                           | 14 224,92         | 11 862,28         | 10 347,02         | 11 961,14         | 10 260,00         | 9 164,16          | 8 304,10          | 7 404,60         |

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

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

W latach objętych projekcjami prognozowany jest bardzo duży spadek emisji gazów cieplarnianych ze spalania paliw, który w roku 2030 wyniesie 53%, a do roku 2040 niemal 75% w stosunku do 1990 roku. Największy wpływ na tę redukcję ma obniżenie emisji GHG w kategorii 1A1a Produkcja energii elektrycznej i ciepła. Przewidywany spadek emisji gazów cieplarnianych w tej kategorii wynosi prawie 71% w perspektywie do roku 2030 i 96% do roku 2040, w stosunku do roku 1990. Wynika to z ograniczenia zużycia paliw kopalnych w tym sektorze, zaś od roku 2040 zakładane jest całkowite wycofanie się z wykorzystania tych paliw. Znaczący spadek emisji GHG przewidywany jest też w kategorii 1A4b Gospodarstwa domowe, w latach 1990-2030 o 54% a do 2040 o ok. 83%. Spadek emisji gazów cieplarnianych w tym sektorze ma być wynikiem ograniczenia zużycia paliw - głównie węgla kamiennego oraz całkowitego wyeliminowania tego paliwa od 2040 r. Przewiduje się również ograniczenie zużycia gazu ziemnego w gospodarstwach domowych w długim terminie.

W sektorze transportu w latach prognozy również obserwuje się znaczny spadek emisji gazów cieplarnianych wynikający ze zmniejszenia zużycia paliw kopalnych, w szczególności oleju napędowego (33% w latach 2020-2040 roku), gazu skroplonego LPG (47% w latach 2020-2040 roku) oraz benzyny (8% w latach 2020-2040 roku).

W kolejnych tabelach (Tabela 1.4; Tabela 1.5; Tabela 1.6) zaprezentowano wyniki prognozowanych dla lat 2025-2040 emisji gazów cieplarnianych w Polsce w poszczególnych sektorach i podsektorach,



w zestawieniu z emisją w latach 1990-2020, wg gazów. W przypadku sektora odpadów opracowany został jedynie scenariusz WEM, który został powielony także w scenariuszu WAM.

Tabela 1.4. Prognozowane emisje CO<sub>2</sub>, dla scenariusza WAM

| 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>253 862,70</b> | <b>183 982,13</b>                       | <b>131 292,56</b>                          | <b>90 270,63</b>                           |
| A. Spalanie paliw                                                              | 350 635,52                  | 301 906,40        | 313 360,97        | 288 757,65        | 277 755,91        | 249 756,11        | 179 796,21                              | 127 092,66                                 | 86 112,03                                  |
| 1. Przemysły energetyczne                                                      | 234 294,46                  | 177 651,35        | 172 795,91        | 162 990,16        | 138 993,06        | 118 544,20        | 72 835,20                               | 38 349,09                                  | 13 560,88                                  |
| 2. Przemysł wytwórczy i budownictwo                                            | 42 621,39                   | 33 669,65         | 29 402,61         | 27 703,78         | 28 596,72         | 27 208,95         | 21 693,43                               | 17 999,71                                  | 14 259,84                                  |
| 3. Transport                                                                   | 20 277,37                   | 35 632,66         | 48 764,58         | 47 458,18         | 62 374,18         | 65 416,81         | 57 446,95                               | 51 376,67                                  | 44 512,47                                  |
| 4. Inne sektory                                                                | 53 442,30                   | 54 952,74         | 62 397,88         | 50 605,53         | 47 791,95         | 38 586,14         | 27 820,63                               | 19 367,19                                  | 13 778,84                                  |
| <b>B. Emisja lotna z paliw</b>                                                 | <b>4 235,48</b>             | <b>3 387,10</b>   | <b>3 488,80</b>   | <b>4 746,86</b>   | <b>4 225,05</b>   | <b>4 106,59</b>   | <b>4 185,92</b>                         | <b>4 199,90</b>                            | <b>4 158,60</b>                            |
| 1. Paliwa stałe                                                                | 4 188,20                    | 2 225,64          | 2 424,68          | 2 712,17          | 2 340,89          | 2 022,66          | 2 027,73                                | 2 029,19                                   | 2 001,69                                   |
| 2. Ropa naftowa i gaz ziemny                                                   | 47,27                       | 1 161,46          | 1 064,11          | 2 034,69          | 1 884,16          | 2 083,93          | 2 158,19                                | 2 170,71                                   | 2 156,91                                   |
| <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>19 032,70</b>  | <b>17 144,49</b>                        | <b>15 008,84</b>                           | <b>11 550,30</b>                           |
| A. Produkty mineralne                                                          | 8 855,06                    | 8 355,79          | 9 849,54          | 10 088,59         | 11 736,99         | 11 679,76         | 10 454,144 410,59<br>1 972,76<br>307,00 | 8 938,23<br>3 924,49<br>1 841,67<br>304,45 | 6 818,23<br>2 903,59<br>1 534,56<br>293,92 |
| B. Przemysł chemiczny                                                          | 3 801,80                    | 4 886,78          | 4 335,42          | 5 141,13          | 4 866,96          | 4 886,59          |                                         |                                            |                                            |
| C. Produkcja metali                                                            | 5 652,35                    | 2 236,00          | 1 639,16          | 2 419,96          | 1 824,37          | 2 159,99          |                                         |                                            |                                            |
| D. Produkty nieenergetyczne ze zużycia paliw i rozpuszczalników                | 213,44                      | 186,90            | 236,40            | 262,66            | 315,74            | 306,35            |                                         |                                            |                                            |
| <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>1 486,70</b>   | <b>1 464,91</b>                         | <b>1 510,76</b>                            | <b>1 492,95</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            | 502,13            | 457,96                                  | 436,71                                     | 392,99                                     |
| I. Inne nawozy                                                                 | 236,13                      | 252,27            | 262,46            | 263,89            | 191,13            | 69,74             | 62,73                                   | 53,11                                      | 47,16                                      |
| <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>-51 875,83</b> | <b>-48 667,90</b>                       | <b>-42 366,44</b>                          | <b>-36 736,00</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         | 48 247,21         | 50 657,05                               | 47 777,18                                  | 45 798,35                                  |
| <b>Suma (z uwzgl. LULUCF)</b>                                                  | <b>346 617,09</b>           | <b>271 553,95</b> | <b>297 355,23</b> | <b>277 904,16</b> | <b>277 525,53</b> | <b>222 911,88</b> | <b>154 324,21</b>                       | <b>105 839,01</b>                          | <b>66 965,48</b>                           |
| <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>274 787,71</b> | <b>202 992,10</b>                       | <b>148 205,45</b>                          | <b>103 701,48</b>                          |

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Głównym gazem cieplarnianym emitowanym w Polsce pozostanie CO<sub>2</sub>. Jego udział w krajowej emisji GHG wyniesie 79% w 2030 r. oraz 70% w 2040 r. Prognozowany jest znaczący spadek emisji CO<sub>2</sub>: z blisko 377 mln ton CO<sub>2</sub> (bez LULUCF) w 1990 r. do 203 mln ton CO<sub>2</sub> w 2030 r. (spadek o 46%), do niespełna 104 mln ton CO<sub>2</sub> w 2040 r. (spadek o 72%). Uwzględniając sektor LULUCF, prognozowana emisja krajowa CO<sub>2</sub> wyniesie odpowiednio: 154 mln ton CO<sub>2</sub> w 2030 (spadek o 55% w stos. do 1990) oraz 67 mln ton CO<sub>2</sub> w 2040 (spadek o 81% w stos. do 1990).

Najistotniejszy spadek emisji odnotowuje się w sektorze Energia, co jest spowodowane znaczącym spadkiem zużycia paliw w źródłach stacjonarnych i mobilnych. Istotny spadek emisji CO<sub>2</sub> przewiduje się również w procesach przemysłowych, głównie za sprawą wykorzystania CCS w procesie produkcji klinkieru cementowego, zastosowania wodoru (w tym zielonego) do produkcji amoniaku oraz przechodzenia na technologie wodorowe w hutnictwa żelaza. W sektorze odpadów spalanie będzie się odbywało wyłącznie z odzyskiem energii (co jest raportowane w sektorze 1.A), stąd emisja w latach prognozowanych wynosi w tym sektorze 0.

Tabela 1.5. Prognozowane emisje N<sub>2</sub>O, dla scenariusza WAM

| 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>8,40</b>  | <b>7,26</b>  | <b>6,29</b>  | <b>5,46</b>  |
| A. Spalanie paliw                                                              | 7,21                         | 8,95         | 8,21         | 7,84         | 9,26         | 8,40         | 7,26         | 6,29         | 5,46         |
| 1. Przemysły energetyczne                                                      | 3,42                         | 2,61         | 2,69         | 2,60         | 2,19         | 1,85         | 1,22         | 0,73         | 0,46         |
| 2. Przemysł wytwórczy i budownictwo                                            | 0,46                         | 0,44         | 0,46         | 0,54         | 0,66         | 0,65         | 0,59         | 0,56         | 0,55         |
| 3. Transport                                                                   | 1,07                         | 1,75         | 1,76         | 1,68         | 2,30         | 2,34         | 2,20         | 2,04         | 1,75         |
| 4. Inne sektory                                                                | 2,27                         | 4,14         | 3,31         | 3,02         | 4,11         | 3,56         | 3,25         | 2,96         | 2,70         |
| 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>2,46</b>  | <b>2,48</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         | 0,47         | 0,48         | 0,49         |
| <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>59,82</b> | <b>56,66</b> | <b>55,71</b> | <b>53,12</b> |
| B. Odchody zwierzęce                                                           | 13,68                        | 8,90         | 8,75         | 8,57         | 9,66         | 9,51         | 9,27         | 9,54         | 9,41         |
| D. Gleby rolne                                                                 | 69,37                        | 48,08        | 50,16        | 49,72        | 52,81        | 50,27        | 47,34        | 46,13        | 43,67        |
| F. Spalanie odpadów roślinnych                                                 | 0,04                         | 0,03         | 0,03         | 0,04         | 0,04         | 0,04         | 0,04         | 0,04         | 0,04         |
| <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         |
| <b>Suma (z uwzgl. LULUCF)</b>                                                  | <b>112,17</b>                | <b>88,19</b> | <b>77,99</b> | <b>76,40</b> | <b>84,51</b> | <b>82,09</b> | <b>78,22</b> | <b>76,16</b> | <b>70,13</b> |
| <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>74,13</b> | <b>70,11</b> | <b>68,43</b> | <b>64,93</b> |

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

W przypadku N<sub>2</sub>O prognozowana emisja (bez LULUCF) zmniejszy się ze 105 tys. ton w 1990 r. do niespełna 70 tys. ton (spadek o 33%) w 2030 r. i do 65 tys. ton w 2040 r. (spadek o 35%). Uwzględniając sektor LULUCF w prognozowanej krajowej sumie emisji N<sub>2</sub>O, wyniesie ona 78 tys. ton N<sub>2</sub>O w 2030 (spadek o 30% w stosunku do 1990) oraz 70 tys. ton N<sub>2</sub>O w 2040 (spadek o 37%) w stosunku do 1990 roku.

Największą redukcję emisji N<sub>2</sub>O w latach 1990-2040 odnotowuje się w sektorze Procesów przemysłowych i użytkowania produktów (głównie w przemyśle chemicznym) o 80%. Z kolei w sektorze Rolnictwa emisja N<sub>2</sub>O ulega zmniejszeniu od 1990 r. o 32% do 2030 r. oraz o 36% w 2040 r. Rolnictwo to najistotniejsze źródło emisji N<sub>2</sub>O w Polsce, a w szczególności gleby rolne. Największy wpływ na spadek emisji N<sub>2</sub>O w tej kategorii ma prognozowane zmniejszenie emisji ze zużycia nawozów mineralnych o 38% w latach 1990-2040. Z kolei w sektorze Odpadów prognozuje się wzrost emisji N<sub>2</sub>O o 55 % w latach 1990–2040, który jest spowodowany prognozowanym wzrostem ilości odpadów przetwarzanych w kompostowniach. W sektorze odpadów spalanie będzie się odbywało wyłącznie z odzyskiem energii (co jest raportowane w sektorze 1.A), stąd emisja w latach prognozowanych wynosi w tym sektorze 0.

Udział podtlenku azotu w krajowej emisji GHG wzrośnie z 7% w 2030 r., do 12% w 2040 r.

Tabela 1.6. Prognozowane emisje CH<sub>4</sub>, dla scenariusza WAM

| Sektor                                                                         | Emisje CH <sub>4</sub> [kt] |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |               |
|--------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|---------------|
|                                                                                | 1990                        | 2005            | 2010            | 2015            | 2020            | 2025            | 2030            | 2035            | 2040          |
| <b>1. Energia</b>                                                              | <b>1 013,10</b>             | <b>952,26</b>   | <b>907,05</b>   | <b>932,67</b>   | <b>841,53</b>   | <b>708,15</b>   | <b>572,15</b>   | <b>444,00</b>   | <b>338,77</b> |
| A. Spalanie paliw                                                              | 122,86                      | 137,84          | 168,11          | 140,60          | 155,71          | 123,27          | 94,26           | 74,59           | 59,61         |
| 1. Przemysły energetyczne                                                      | 1,06                        | 0,65            | 0,70            | 0,73            | 1,06            | 1,25            | 1,35            | 1,23            | 0,89          |
| 2. Przemysł wytwórczy i budownictwo                                            | 3,16                        | 3,07            | 3,27            | 3,87            | 4,84            | 4,77            | 4,30            | 4,10            | 4,04          |
| 3. Transport                                                                   | 6,42                        | 5,81            | 5,18            | 3,75            | 3,60            | 3,60            | 3,18            | 2,88            | 2,42          |
| 4. Inne sektory                                                                | 112,22                      | 128,31          | 158,96          | 132,25          | 146,22          | 113,66          | 85,43           | 66,38           | 52,27         |
| B. Emisja lotna z paliw                                                        | 890,24                      | 814,42          | 738,94          | 792,07          | 685,82          | 584,88          | 477,90          | 369,41          | 279,17        |
| 1. Paliwa stałe                                                                | 846,70                      | 719,82          | 651,44          | 690,01          | 579,09          | 473,37          | 367,03          | 265,12          | 187,57        |
| 2. Ropa naftowa i gaz ziemny                                                   | 43,54                       | 94,60           | 87,50           | 102,06          | 106,73          | 111,51          | 110,87          | 104,28          | 91,59         |
| <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>2,91</b>     | <b>2,93</b>     | <b>2,91</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            | 0,38            | 0,35            | 0,28          |
| <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>570,42</b>   | <b>554,12</b>   | <b>547,94</b>   | <b>533,46</b> |
| A. Fermentacja jelitowa                                                        | 786,00                      | 460,56          | 473,53          | 486,72          | 516,33          | 511,69          | 497,93          | 492,91          | 480,33        |
| B. Oddchody zwierzęce                                                          | 83,50                       | 72,93           | 58,47           | 55,56           | 61,22           | 57,60           | 55,14           | 54,00           | 52,12         |
| F. Spalanie odpadów roślinnych                                                 | 0,80                        | 0,77            | 0,85            | 0,95            | 1,10            | 1,13            | 1,05            | 1,03            | 1,00          |
| <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         |
| <b>Suma (z uwzgl. LULUCF)</b>                                                  | <b>2 532,74</b>             | <b>1 874,46</b> | <b>1 686,14</b> | <b>1 626,03</b> | <b>1 534,22</b> | <b>1 383,28</b> | <b>1 222,58</b> | <b>1 084,97</b> | <b>956,63</b> |
| <b>Suma (bez LULUCF)</b>                                                       | <b>2 530,77</b>             | <b>1 873,13</b> | <b>1 685,63</b> | <b>1 624,68</b> | <b>1 532,11</b> | <b>1 382,42</b> | <b>1 221,64</b> | <b>1 084,02</b> | <b>955,69</b> |

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ--PIB

Prognozowana emisja metanu stopniowo się zmniejsza z ok. 2,5 mln ton w 1990 r. do blisko 1,22 mln ton CH<sub>4</sub> w 2030 r. (spadek o 52%) oraz 0,96 mln ton CH<sub>4</sub> w 2040 r. (spadek o 62%). Emisja metanu w sektorze LULUCF jest nieznaczna i nie wpływa znacząco na emisję krajową. Największa spodziewana redukcja emisji CH<sub>4</sub> od 1990 r. występuje 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 roku 1990 prognozowany jest także w sektorze Energii, przede wszystkim w emisji lotnej: o 46% w 2030 r. i o 69% w 2040 r., co jest spowodowane głównie dalszym spadkiem wydobywania węgla. W przypadku rolnictwa, prognozowana jest znacząca redukcja emisji metanu od 1990 r.: o 36% do 2030 r. oraz o 39% w 2040 r., do czego przyczyniają się przede wszystkim zmiany w chowie i hodowli zwierząt gospodarskich.

Udział metanu w emisji krajowej wzrośnie z 13% w 2030 r. i do 18% w 2040 r.

Prognozowane zmiany emisji w sektorach EU ETS i non-ETS przedstawiono w tabeli (Tabela 1.7).

Emisja gazów cieplarnianych z tej części źródeł, które są objęte EU ETS, obejmuje energetykę i ciepłownictwo oraz część zakładów przemysłowych. Prognozuje się znaczący spadek emisji GHG raportowanych przez instalacje objęte systemem EU ETS: ze 192 mln ton CO<sub>2</sub>eq w 2021 r. (184 mln ton CO<sub>2</sub>eq w 2022 r.) do niespełna 103 mln ton CO<sub>2</sub>eq w 2030 r. (spadek o 46%) oraz 33 mln ton CO<sub>2</sub>eq w 2040 r. (spadek o 83%). Jednocześnie prognozowany jest spadek udziału emisji GHG z instalacji objętych EU ETS w emisji krajowej – z obecnych 48% do 40% w 2030 r. i 22% w 2040 r. (patrz: suma krajowa emisji GHG bez LULUCF w Tabela 1.2 oraz emisja w ETS w Tabela 1.7). **Błąd! Nieprawidłowy odsyłacz do zakładki: wskazuje na nią samą.).**

Natomiast emisja GHG z sektorów nieobjętych EU ETS, tzw. ESR, również spada z 207 mln ton CO<sub>2</sub>eq w 2021 r. (196 mln ton CO<sub>2</sub>eq w 2022 r.) do 155 mln ton CO<sub>2</sub>eq w 2030 r. r. oraz blisko 115 mln ton CO<sub>2</sub>eq w 2040 r. **Prognozowana emisja w ESR w 2030 r. osiągnie redukcję -19,4% w stosunku do emisji w roku bazowym 2005 co oznacza, że zostanie osiągnięty cel wyznaczony dla Polski w wielkości -17,7% (158,4 mln ton CO<sub>2</sub>eq).**

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

| Parametr                               | 2005 (bazowy)* | 2021       | 2022       | 2025       | 2030       | 2035       | 2040       |
|----------------------------------------|----------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Emisja w ETS [kt CO <sub>2</sub> eq]   | -              | 192 032,91 | 184 145,85 | 152 471,47 | 102 756,53 | 59 364,67  | 33 050,25  |
| Emisja w ESR [kt CO <sub>2</sub> eq]   | 192 472,25     | 207 282,99 | 196 234,87 | 184 719,65 | 155 090,46 | 137 901,63 | 114 729,26 |
| Zmiana emisji w ESR w stos. do 2005 r. |                |            |            |            | -19,4%     | -28,4%     | -40,4%     |

\* rok bazowy tylko dla ESR

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Projekcje strumieni gazów cieplarnianych w sektorze LULUCF w scenariuszu „z dodatkowymi działaniami” przewidują nadwyżkę kredytów wymaganych do spełnienia zasady „zero debetów” (określonej w art. 4 ust. 1 Rozporządzenia (UE) 841/2018) na poziomie około 6,3 mln ton CO<sub>2</sub>eq średniorocznie w okresie 2021-2025, co sumarycznie daje około 31,7 mln ton CO<sub>2</sub>eq za okres. Ponadto, w okresie rozliczeniowym 2026-2030 każde państwo członkowskie UE musi zapewnić, aby suma jego emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych zgłoszona w 2032 roku za rok 2030 i wcześniejsze lata, w porównaniu ze średnią danych z wykazów gazów cieplarnianych za lata 2016, 2017 i 2018, nie przekroczyła celu określonego dla tego państwa członkowskiego w kolumnie C załącznika IIa.

Dla okresu rozliczeniowego 2026-2030 prognozowana łączna nadwyżka kredytów wymaganych do wypełnienia celu sektorowego LULUCF (określonego w art. 4 ust. 3 Rozporządzenia (UE) 841/2018) wyniesie około 9,3 mln ton CO<sub>2</sub>eq średniorocznie, co sumarycznie daje 46,5 mln ton CO<sub>2</sub>eq za okres. Warto dodać, że projekcje te uwzględniają dodatkowe działania mające na celu zwiększenie pochłaniania CO<sub>2</sub> oraz redukcję emisji gazów cieplarnianych. Dzięki tym działaniom, sektor LULUCF nie tylko będzie w stanie spełnić stawiane przez nim wymogi, ale również przyczyni się do osiągnięcia celów klimatycznych UE na 2030 rok. Uzyskanie prognozowanego wymiaru nadwyżek kredytów będzie wynikiem efektywnego zarządzania zasobami leśnymi i zasobami drzewnymi systemów agroleśnych oraz wdrażania strategii zmniejszających emisje i zwiększających pochłanianie CO<sub>2</sub>.

## 1.1.2. Emisje substancji zanieczyszczających powietrze

Poniżej tabele (Tabela 1.8., Tabela 1.10, Tabela 1.11, Tabela 1.12), w których zaprezentowano syntetyczne wyniki prognozowanych emisji substancji zanieczyszczających powietrze w Polsce w scenariuszu WAM dla lat 2025-2040 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>3</sup>

<sup>3</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

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>.

Tabela 1.8. Projekcje emisji dwutlenku siarki, według sektorów (kategorii NFR), dla scenariusza WAM

| 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>238,10</b> | <b>127,95</b> | <b>60,45</b> | <b>29,30</b> |
| A. Spalanie paliw                                                       | 1 091,31                    | 789,02        | 597,87        | 343,71        | 232,10        | 122,30        | 55,13        | 24,41        |
| 1. Przemysły energetyczne                                               | 797,53                      | 466,66        | 342,07        | 133,15        | 90,95         | 51,85         | 24,62        | 9,53         |
| 2. Przemysł wytwórczy i budownictwo                                     | 110,50                      | 87,09         | 69,93         | 45,48         | 28,51         | 16,01         | 10,76        | 8,27         |
| 3. Transport                                                            | 1,24                        | 0,56          | 0,55          | 0,63          | 0,71          | 0,66          | 0,61         | 0,56         |
| 4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe) | 182,04                      | 234,71        | 185,31        | 164,45        | 111,93        | 53,78         | 19,13        | 6,05         |
| B. Emisja lotna z paliw                                                 | 6,08                        | 8,11          | 8,44          | 6,80          | 6,00          | 5,65          | 5,32         | 4,89         |
| 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          | 5,99          | 5,64          | 5,32         | 4,88         |
| <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>9,22</b>   | <b>9,47</b>   | <b>9,70</b>  | <b>10,05</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          | 2,54          | 2,56          | 2,54         | 2,57         |
| G. – L. Inne                                                            | 1,96                        | 2,29          | 2,27          | 2,63          | 2,13          | 2,17          | 2,22         | 2,37         |
| <b>3. Rolnictwo</b>                                                     | <b>0,01</b>                 | <b>0,00</b>   | <b>0,01</b>   | <b>0,01</b>   | <b>0,005</b>  | <b>0,005</b>  | <b>0,005</b> | <b>0,005</b> |
| F. Spalanie resztek roślinnych                                          | 0,01                        | 0,00          | 0,01          | 0,01          | 0,005         | 0,005         | 0,005        | 0,005        |
| <b>5. Odpady</b>                                                        | <b>0,03</b>                 | <b>0,03</b>   | <b>0,04</b>   | <b>0,06</b>   | <b>0,06</b>   | <b>0,06</b>   | <b>0,06</b>  | <b>0,06</b>  |
| C. Spopielanie i otwarte spalanie odpadów                               | 0,03                        | 0,03          | 0,04          | 0,06          | 0,06          | 0,06          | 0,06         | 0,06         |
| <b>OGÓŁEM</b>                                                           | <b>1 106,58</b>             | <b>806,33</b> | <b>615,99</b> | <b>360,41</b> | <b>247,40</b> | <b>137,49</b> | <b>70,21</b> | <b>39,41</b> |

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

W latach 2020-2029 Polska powinna zredukować emisję SO<sub>2</sub> o minimum 59%, zaś od roku 2030 – o minimum 70% w stosunku do roku 2005. Z krajowej inwentaryzacji emisji wynika, że osiągnięta dotychczas redukcja tego zanieczyszczenia w odniesieniu do 2005 roku przekroczyła wymagany poziom i wyniosła w 2020 roku 67,4%, w 2021 roku 66,9%, a w 2022 roku 71,1%. W latach prognozy redukcja emisji SO<sub>2</sub> w scenariuszu WAM nadal rośnie i osiąga wartości od 77,6% w 2025 roku do 96,4% w roku 2040. (Tabela 1.13) 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 roku 95% i w latach prognozy pozostaje on głównym źródłem emisji z udziałem wynoszącym 62 % w roku 2040. 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 (kat. 1A4). Ponadto znaczny wpływ na zmniejszenie emisji ma zmieniająca się w latach prognozy struktura urządzeń grzewczych stosowanych w sektorze małych źródeł emisji (1A4). Zmiany te polegają na stopniowym zastępowaniu wysokoemisyjnych kotłów urządzeniami nowoczesnymi, spełniającymi wymagania Ekoprojektu. Zmiana struktury urządzeń została odzwierciedlona w malejących wskaźnikach emisji ze spalania paliw w tym sektorze.

Tabela 1.9. Projekcje emisji tlenków azotu, według sektorów (kategorii NFR), dla scenariusza WAM

| Sektor<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>426,68</b> | <b>319,31</b> | <b>232,85</b> | <b>159,65</b> |
| A. Spalanie paliw                                                       | 760,58                      | 740,58        | 575,15        | 496,75        | 423,47        | 316,29        | 230,00        | 157,04        |
| 1. Przemysły energetyczne                                               | 293,81                      | 274,00        | 202,54        | 113,75        | 91,31         | 60,89         | 37,25         | 19,89         |
| 2. Przemysł wytwórczy i budownictwo                                     | 64,65                       | 54,51         | 48,74         | 50,19         | 44,07         | 35,07         | 29,57         | 24,70         |
| 3. Transport                                                            | 218,37                      | 252,56        | 199,90        | 213,17        | 189,14        | 139,39        | 94,35         | 54,99         |
| 4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe) | 183,76                      | 159,51        | 123,98        | 119,65        | 98,95         | 80,94         | 68,84         | 57,46         |
| B. Emisja lotna z paliw                                                 | 1,78                        | 4,94          | 4,36          | 3,41          | 3,21          | 3,02          | 2,85          | 2,61          |
| 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          | 3,20          | 3,01          | 2,84          | 2,61          |
| <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>17,56</b>  | <b>17,88</b>  | <b>18,17</b>  | <b>18,51</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          | 1,69          | 1,76          | 1,80          | 1,89          |
| G. – L. Inne                                                            | 0,94                        | 1,01          | 0,98          | 1,04          | 0,77          | 0,80          | 0,82          | 0,84          |
| <b>3. Rolnictwo</b>                                                     | <b>66,14</b>                | <b>70,01</b>  | <b>68,61</b>  | <b>72,28</b>  | <b>65,72</b>  | <b>61,83</b>  | <b>59,98</b>  | <b>56,32</b>  |
| B. Nawozy naturalne                                                     | 5,48                        | 4,91          | 4,82          | 5,45          | 4,79          | 4,85          | 4,97          | 5,03          |
| D. Gleby rolne                                                          | 60,60                       | 65,08         | 63,73         | 66,79         | 60,91         | 56,95         | 54,99         | 51,27         |
| 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>1,78</b>   | <b>1,68</b>   | <b>1,71</b>   | <b>1,71</b>   |
| C. Spopielanie i otwarte spalanie odpadów                               | 1,11                        | 1,19          | 1,38          | 1,63          | 1,78          | 1,68          | 1,71          | 1,71          |
| <b>OGÓŁEM</b>                                                           | <b>845,62</b>               | <b>832,15</b> | <b>666,98</b> | <b>591,59</b> | <b>511,74</b> | <b>400,70</b> | <b>312,70</b> | <b>236,19</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 roku 2030 – o minimum 39% w stosunku do roku 2005, przy czym zgodnie z art. 4 tej dyrektywy, emisja NO<sub>x</sub> z kategorii 3B (nawozy naturalne) i 3D (gleby rolne) nie jest objęta celem redukcyjnym określonym dla państw członkowskich UE, dlatego emisji z tych kategorii nie wliczamy do sumy krajowej w rozliczeniu tego celu. 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%, a zatem limit emisji tego zanieczyszczenia został w tych latach spełniony. W latach prognozy redukcja emisji NO<sub>x</sub> w scenariuszu WAM osiąga wartości od 42,8% w 2025 roku do 76,9

Podobnie jak w przypadku dwutlenku siarki, spalanie paliw (kategoria 1A) jest głównym źródłem emisji tlenków azotu z udziałem 84% w emisji krajowej w roku 2020. Głównym powodem spadku emisji NO<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 urządzeniami nowoczesnymi, spełniającymi wymagania Ekoprojektu. Zmiana struktury urządzeń została odzwierciedlona w malejących wskaźnikach emisji ze spalania paliw w tym sektorze.



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

| Sektor<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>239,95</b> | <b>161,84</b> | <b>99,41</b>  | <b>81,26</b>  |
| A. Spalanie paliw                                                       | 294,73            | 296,86        | 239,50        | 254,48        | 168,90        | 106,89        | 56,83         | 48,91         |
| 1. Przemysły energetyczne                                               | 2,73              | 2,86          | 3,12          | 3,07          | 3,37          | 3,20          | 2,59          | 1,23          |
| 2. Przemysł wytwórczy i budownictwo                                     | 28,36             | 28,37         | 31,91         | 39,11         | 37,77         | 33,42         | 31,13         | 29,55         |
| 3. Transport                                                            | 87,35             | 68,52         | 44,24         | 37,86         | 24,60         | 19,38         | 16,14         | 12,35         |
| 4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe) | 176,30            | 197,10        | 160,22        | 174,44        | 103,15        | 50,88         | 6,97          | 5,78          |
| B. Emisja lotna z paliw                                                 | 115,02            | 97,89         | 95,13         | 77,21         | 71,05         | 54,95         | 42,58         | 32,35         |
| 1. Paliwa stałe                                                         | 90,08             | 72,32         | 70,44         | 52,77         | 44,37         | 28,68         | 19,00         | 11,20         |
| 2. Ropa naftowa i gaz ziemny                                            | 24,94             | 25,57         | 24,69         | 24,45         | 26,68         | 26,27         | 23,58         | 21,16         |
| <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>199,86</b> | <b>197,67</b> | <b>194,47</b> | <b>191,91</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          | 0,98          | 0,90          | 0,85          | 0,74          |
| 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          | 8,14          | 8,29          | 8,41          | 8,52          |
| <b>3. Rolnictwo</b>                                                     | <b>111,07</b>     | <b>102,26</b> | <b>103,78</b> | <b>124,07</b> | <b>115,34</b> | <b>107,60</b> | <b>108,24</b> | <b>108,20</b> |
| B. Nawozy naturalne                                                     | 105,01            | 96,14         | 97,48         | 115,93        | 107,21        | 99,71         | 100,52        | 100,75        |
| D. Gleby rolne                                                          | 6,05              | 6,12          | 6,28          | 8,13          | 8,12          | 7,89          | 7,72          | 7,44          |
| 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>0,92</b>   | <b>0,68</b>   | <b>0,56</b>   | <b>0,48</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          | 0,46          | 0,43          | 0,43          | 0,41          |
| 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>556,07</b> | <b>467,80</b> | <b>402,68</b> | <b>381,86</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 roku 2030 – o minimum 26% w stosunku do roku 2005, przy czym zgodnie z art. 4 tej dyrektywy, emisja NMLZO z kategorii 3B (nawozy naturalne) i 3D (gleby rolne) nie jest objęta celem redukcyjnym określonym dla państw członkowskich UE, dlatego emisji z tych kategorii nie wliczamy do sumy krajowej w rozliczeniu tego celu. Krajowa emisja NMLZO (bez sektorów 3B i 3D) w 2020 r. była niższa od emisji w 2005 r. o 13,0%, w 2021 o 18,3%, a w 2022 o 27,7%, a zatem Polska dopiero w 2022 roku spełniła cel dotyczący redukcji emisji NMLZO obowiązujący od 2020 roku. W latach prognozy redukcja emisji NMLZO w scenariuszu WAM osiąga wartości od 34,7% w 2025 roku do 59,5% w 2040 roku, 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 roku 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 roku 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 spadku emisji lotnej z paliw (a więc emisji związanej z wydobyciem, składowaniem i transportem paliw).

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

Tabela 1.11. Projekcje emisji amoniaku, według sektorów (kategorii NFR), dla scenariusza WAM

| Sektor<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>3,67</b>   | <b>3,11</b>   | <b>2,87</b>   | <b>2,61</b>   |
| A. Spalanie paliw                                                       | 6,64                 | 6,87          | 5,17          | 4,51          | 3,64          | 3,08          | 2,84          | 2,58          |
| 1. Przemysły energetyczne                                               | 0,01                 | 0,02          | 0,02          | 0,02          | 0,02          | 0,02          | 0,02          | 0,02          |
| 2. Przemysł wytwórczy i budownictwo                                     | 0,04                 | 0,05          | 0,07          | 0,10          | 0,12          | 0,11          | 0,11          | 0,11          |
| 3. Transport                                                            | 6,23                 | 6,40          | 4,72          | 3,92          | 3,21          | 2,78          | 2,68          | 2,43          |
| 4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe) | 0,36                 | 0,41          | 0,36          | 0,47          | 0,30          | 0,16          | 0,03          | 0,02          |
| 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>267,87</b> | <b>262,94</b> | <b>263,54</b> | <b>259,85</b> |
| B. Nawozy naturalne                                                     | 156,91               | 130,38        | 124,93        | 140,29        | 130,61        | 131,54        | 133,62        | 134,43        |
| D. Gleby rolne                                                          | 159,94               | 162,30        | 156,56        | 163,00        | 137,24        | 131,37        | 129,89        | 125,39        |
| 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>4,47</b>   | <b>5,00</b>   | <b>5,83</b>   |
| B. Kompostowanie                                                        | 0,23                 | 0,28          | 1,26          | 1,91          | 2,48          | 3,76          | 4,43          | 5,41          |
| 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>278,92</b> | <b>274,75</b> | <b>275,84</b> | <b>272,94</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 roku 2030 – o minimum 17% w stosunku do roku 2005. Redukcja tego zanieczyszczenia w latach 2020, 2021 i 2022 w odniesieniu do 2005 roku przekroczyła wymagany poziom i wyniosła odpowiednio: 5,0%, 10,3% i 16,6%. W latach prognozy redukcja emisji amoniaku w scenariuszu WAM osiąga wartości od 16,1% w 2025 roku do 17,9% w 2040 roku (Tabela 1.13), zatem cele redukcyjne dla NH<sub>3</sub> są spełnione we wszystkich latach prognozy.

Rolnictwo jest głównym źródłem emisji amoniaku w Polsce, odpowiedzialnym za 96% emisji krajowej w 2020 r. i prognozuje się utrzymanie wysokiego udziału rolnictwa w latach prognozy. 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>. W scenariuszu WAM prognozuje się w tym sektorze spadek emisji NH<sub>3</sub> o 17% w 2030 r. w stosunku do 2005 r. W przypadku stosowania nawozów mineralnych,



zgodnie z nowelizacją ustawy o nawozach i nawożeniu [Ustawa z dnia 10 lipca 2007 r. o nawozach i nawożeniu] wskazującą na konieczność stosowania mocznika w formie granulowanej wyłącznie z inhibitorem ureazy lub z powłoką biodegradowalną założono, że 100% mocznika będzie stosowane z inhibitorem. Stąd prognozowana jest znacząca redukcja emisji  $\text{NH}_3$  ze stosowania nawozów mineralnych: o ok. 47% w 2030 r. w odniesieniu do 2005 r. W scenariuszu WAM uwzględniono także dodatkowe działanie wpływające na zmniejszenie emisji  $\text{NH}_3$  w sektorze rolnictwa, określone w dyrektywie NEC (zał. III cz.2), a propagowane do wdrażania wśród rolników w Kodeksie doradczym dobrej praktyki rolniczej dotyczącym ograniczenia emisji amoniaku (ITP 2019)<sup>4</sup>, obejmujące aplikację 10% gnojowicy od 2030 r. innymi metodami niż rozbrzgowo.

Tabela 1.12. Projekcje emisji pyłu  $\text{PM}_{2.5}$ , według sektorów (kategorii NFR), dla scenariusza WAM

| Sektor<br>(kategoria NFR)                                               | Emisja pyłu $\text{PM}_{2.5}$ [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>187,50</b> | <b>96,77</b>  | <b>20,75</b> | <b>17,07</b> |
| A. Spalanie paliw                                                       | 304,50                             | 342,66        | 277,58        | 288,67        | 186,20        | 95,75         | 19,91        | 16,36        |
| 1. Przemysły energetyczne                                               | 10,19                              | 9,05          | 6,50          | 3,62          | 2,03          | 1,29          | 0,85         | 0,33         |
| 2. Przemysł wytwórczy i budownictwo                                     | 19,85                              | 12,71         | 11,02         | 8,20          | 6,39          | 4,40          | 3,54         | 3,13         |
| 3. Transport                                                            | 10,45                              | 13,18         | 10,07         | 11,72         | 10,27         | 8,34          | 6,94         | 5,88         |
| 4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe) | 264,01                             | 307,72        | 249,99        | 265,13        | 167,50        | 81,72         | 8,58         | 7,01         |
| B. Emisja lotna z paliw                                                 | 2,02                               | 1,87          | 1,87          | 1,44          | 1,31          | 1,02          | 0,85         | 0,71         |
| 1. Paliwa stałe                                                         | 1,99                               | 1,82          | 1,82          | 1,39          | 1,26          | 0,97          | 0,80         | 0,67         |
| 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>8,84</b>   | <b>8,81</b>   | <b>8,84</b>  | <b>8,83</b>  |
| A. Produkty mineralne                                                   | 2,74                               | 2,96          | 2,77          | 3,00          | 3,46          | 3,48          | 3,51         | 3,52         |
| 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          | 1,15          | 1,08          | 1,03         | 0,93         |
| 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          | 1,55          | 1,43          | 1,32         | 1,23         |
| <b>3. Rolnictwo</b>                                                     | <b>4,12</b>                        | <b>3,70</b>   | <b>3,83</b>   | <b>4,20</b>   | <b>3,88</b>   | <b>3,98</b>   | <b>3,95</b>  | <b>3,95</b>  |
| B. Nawozy naturalne                                                     | 2,22                               | 2,07          | 2,16          | 2,57          | 2,29          | 2,40          | 2,41         | 2,44         |
| D. Gleby rolne                                                          | 1,74                               | 1,59          | 1,53          | 1,56          | 1,54          | 1,52          | 1,49         | 1,46         |
| 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>4,43</b>   | <b>4,32</b>   | <b>4,31</b>  | <b>4,26</b>  |
| A. Składowanie odpadów stałych                                          | 0,00                               | 0,00          | 0,00          | 0,00          | 0,001         | 0,000         | 0,000        | 0,000        |
| C. Spopielanie i otwarte spalanie odpadów                               | 1,06                               | 1,17          | 1,31          | 1,51          | 1,58          | 1,47          | 1,45         | 1,41         |
| E. Inne                                                                 | 2,69                               | 2,80          | 2,90          | 3,01          | 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>204,66</b> | <b>113,88</b> | <b>37,85</b> | <b>34,11</b> |

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Zgodnie z dyrektywą NEC w latach 2020-2029 Polska powinna zredukować emisję pyłu  $\text{PM}_{2.5}$  o minimum 16%, zaś od roku 2030 – o minimum 58% w stosunku do roku 2005. Redukcja tego zanieczyszczenia w odniesieniu do 2005 roku nie osiągnęła w latach 2020-2021 wymaganego poziomu

<sup>4</sup> <https://www.gov.pl/web/rolnictwo/kodeks-dobrej-praktyki-rolniczej-w-zakresie-ograniczania-emisji-amoniaku>

i wyniosła w 2020 roku 4,8%, a w 2021 roku 7,7%. Dopiero w roku 2022 limit ten został spełniony i wynosił 18,8%. W latach prognozy redukcja emisji PM<sub>2,5</sub> w scenariuszu WAM znacznie rośnie i osiąga wartości 36,6% w 2025 roku, 64,7% w 2030 roku oraz 89,4% w 2040 roku (Tabela 1.13), 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 to kategorii w 2020 roku pochodziło 86% emisji krajowej. Powodem spadku emisji w latach prognozy jest spadek zużycia paliw w tej kategorii oraz wspomniana wyżej zmiana struktury małych urządzeń grzewczych w kierunku nowoczesnych i niskoemisyjnych.

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

| Zanieczyszczenie  | Cele NECD<br>min. wymagana redukcja w<br>stosunku do emisji z 2005 |         | Emisje WAM |        |        |        |        |
|-------------------|--------------------------------------------------------------------|---------|------------|--------|--------|--------|--------|
|                   | 2020-2029                                                          | od 2030 | 2020       | 2025   | 2030   | 2035   | 2040   |
| NO <sub>x</sub>   | 30%                                                                | 39%     | -33,4%     | -42,8% | -56,5% | -67,6% | -76,9% |
| SO <sub>2</sub>   | 59%                                                                | 70%     | -67,4%     | -77,6% | -87,6% | -93,7% | -96,4% |
| NMLZO             | 25%                                                                | 26%     | -13,0%     | -34,7% | -46,7% | -56,4% | -59,5% |
| NH <sub>3</sub>   | 1%                                                                 | 17%     | -5,0%      | -16,1% | -17,3% | -17,0% | -17,9% |
| PM <sub>2,5</sub> | 16%                                                                | 58%     | -4,8%      | -36,6% | -64,7% | -88,3% | -89,4% |

### 1.1.3. Porównanie prognoz emisji GHG oraz ich pochłaniania – scenariusz WAM vs. scenariusz WEM

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

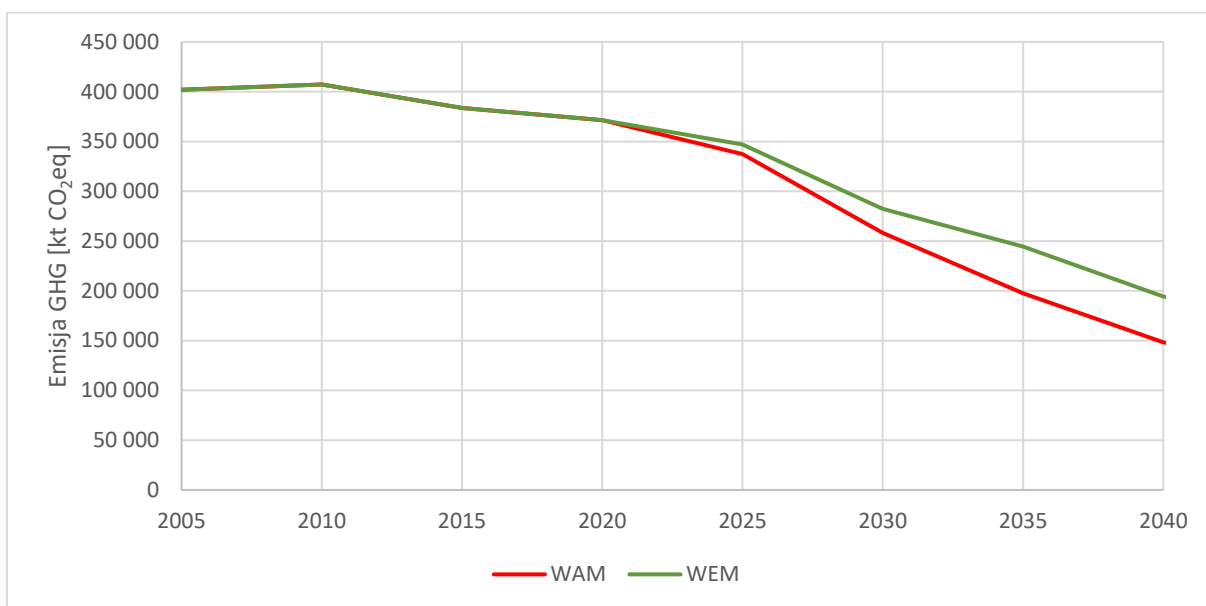
Tabela 1.14. Projekcje emisji gazów cieplarnianych dla scenariuszy WEM i WAM, według sektorów

| Sektor                                         | Emisje GHG [kt CO <sub>2</sub> eq] |            |            |            |            |            |            |            |
|------------------------------------------------|------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
|                                                | 2005                               | 2010       | 2015       | 2020       | 2025       | 2030       | 2035       | 2040       |
| WEM                                            |                                    |            |            |            |            |            |            |            |
| 1. Energia                                     | 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 | 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                                   | 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. LULUCF                                      | -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                                      | 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>               | 551,23                             | 545,29     | 522,68     | 527,67     | 405,62     | 400,57     | 393,29     | 387,61     |
| Suma (z uwzgl. LULUCF)*                        | 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)*                             | 401 944,13                         | 407 222,02 | 383 455,73 | 371 438,43 | 346 860,40 | 282 490,73 | 244 296,60 | 194 342,75 |
| WAM                                            |                                    |            |            |            |            |            |            |            |
| 1. Energia                                     | 334 328,14                         | 344 424,45 | 321 697,02 | 307 997,84 | 275 917,40 | 201 925,94 | 145 391,00 | 101 202,97 |
| 2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów | 23 732,01                          | 22 882,28  | 24 356,91  | 24 526,59  | 24 071,99  | 20 267,23  | 16 692,02  | 12 791,50  |
| 3. Rolnictwo                                   | 31 659,35                          | 31 659,59  | 31 775,06  | 34 225,49  | 33 311,18  | 31 993,93  | 31 616,51  | 30 506,49  |
| 4. LULUCF                                      | -50 574,69                         | -36 334,72 | -34 099,96 | -23 330,17 | -49 741,89 | -46 492,88 | -40 292,92 | -35 333,22 |
| 5. Odpady                                      | 11 673,39                          | 7 710,42   | 5 104,07   | 4 160,83   | 3 745,00   | 3 578,35   | 3 545,16   | 3 277,79   |

| Sektor                           | Emisje GHG [kt CO <sub>2</sub> eq] |            |            |            |            |            |            |            |
|----------------------------------|------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
|                                  | 2005                               | 2010       | 2015       | 2020       | 2025       | 2030       | 2035       | 2040       |
|                                  | WEM                                |            |            |            |            |            |            |            |
| Emisje pośrednie CO <sub>2</sub> | 551,23                             | 545,29     | 522,68     | 527,67     | 405,62     | 400,57     | 393,29     | 387,61     |
| Suma (z uwzgl. LULUCF)*          | 351 369,44                         | 370 887,30 | 349 355,77 | 348 108,25 | 287 709,30 | 211 673,14 | 157 345,05 | 112 833,14 |
| Suma (bez LULUCF)*               | 401 944,13                         | 407 222,02 | 383 455,73 | 371 438,43 | 337 451,19 | 258 166,02 | 197 637,97 | 148 166,35 |

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ, IOŚ-PIB

Krajowa emisja gazów cieplarnianych (z uwzględnieniem LULUCF) dla wszystkich lat prognozy (2025-2040) jest wyższa w scenariuszu WEM od emisji obliczonej dla scenariusza WAM. Największa różnica pomiędzy obu scenariuszami występuje dla lat 2035-2040, co zobrazowano na rysunku. Redukcja emisji w scenariuszu WAM (z dodatkowymi działaniami) w stosunku do scenariusza WEM (przy istniejących politykach i środkach) jest największa w przypadku sektora 1. Energia.



Rysunek 1.2. Emisje historyczne (2005-2020) oraz projekcje emisji gazów cieplarnianych (z uwzględnieniem emisji pośredniej CO<sub>2</sub> i wyłączeniem emisji i pochłaniania z LULUCF) dla scenariusza WEM i WAM

W tabeli poniżej (Tabela 1.15) przedstawiono szczegółowo prognozy redukcji emisji gazów cieplarnianych ze spalania paliw w źródłach stacjonarnych (sektory 1A1. Przemysły energetyczne, 1A2. Przemysł wytwórczy i budownictwo oraz 1A4. Inne sektory) oraz mobilnych (sektor 1A3. Transport) w wyniku zastosowania planowanych polityk i środków (scenariusz WAM) w stosunku do emisji dla scenariusza WEM (przy istniejących politykach i środkach). Tabela 1.15. Prognozy zmiany emisji gazów cieplarnianych w sektorze 1A. Spalanie paliw, scenariusz WAM vs. WEM

| Sektor                                                    | Zmiana emisji GHG WAM vs. WEM [%] |        |        |        |
|-----------------------------------------------------------|-----------------------------------|--------|--------|--------|
|                                                           | 2025                              | 2030   | 2035   | 2040   |
| 1A Spalanie paliw                                         | -3,2%                             | -9,6%  | -22,5% | -27,6% |
| 1A1 Przemysły energetyczne                                | -6,2%                             | -14,4% | -40,4% | -58,7% |
| 1A1a Produkcja energii elektrycznej i ciepła              | -6,6%                             | -15,1% | -43,0% | -65,0% |
| 1A1ai Produkcja energii elektrycznej                      | IE                                | IE     | IE     | IE     |
| 1A1aii Skojarzona produkcja energii elektrycznej i ciepła | -7,1%                             | -14,2% | -42,9% | -69,2% |
| 1A1aiii Ciepłownie                                        | 0,6%                              | -25,2% | -44,3% | -25,5% |
| 1A1b Rafinerie                                            | 0,6%                              | -7,4%  | -21,8% | -44,0% |

| Sektor                                                     | Zmiana emisji GHG WAM vs. WEM [%] |        |        |        |
|------------------------------------------------------------|-----------------------------------|--------|--------|--------|
|                                                            | 2025                              | 2030   | 2035   | 2040   |
| 1A1c Produkcja paliw stałych i inne przemysły energetyczne | -1,8%                             | -5,1%  | -9,9%  | -15,0% |
| 1A2 Przemysł wytwórczy i budownictwo                       | -1,6%                             | -12,5% | -17,5% | -22,9% |
| 1A3 Transport                                              | 0,1%                              | -0,4%  | -0,8%  | -2,1%  |
| 1A4 Inne sektory                                           | -0,1%                             | -11,1% | -25,7% | -36,4% |
| 1A4a Handel/usługi/ instytucje                             | -9,3%                             | -21,5% | -39,6% | -48,7% |
| 1A4b Gospodarstwa domowe                                   | 1,7%                              | -13,5% | -34,7% | -52,1% |
| 1A4c Rolnictwo/leśnictwo/ rybołówstwo                      | 0,3%                              | 0,5%   | 0,2%   | -2,1%  |

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

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Największe różnice w emisji pomiędzy obu scenariuszami dotyczą sektora 1A1a. *Produkcja energii elektrycznej i ciepła*. Emisja GHG w scenariuszu WAM jest niższa od oszacowanej w scenariuszu WEM dla wszystkich lat, począwszy od roku 2025. Dla roku 2030 jest to różnica ok. 15%, a dla roku 2040 ok. 65%. Przyczyną tego spadku jest dalej idące ograniczenie zużycia paliw, głównie węgla. Scenariusz WAM zakłada całkowite odejście od wykorzystania węgla w energetyce od 2040 r.

W małych źródłach spalania, w tym w gospodarstwach domowych (1A4b), od 2030 roku wartości emisji gazów cieplarnianych oszacowane w scenariuszu WAM są również mniejsze niż w scenariuszu WEM. Dla 2030 roku wartość emisji GHG oszacowana dla tego sektora w scenariuszu WAM jest o ponad 13% mniejsza niż w WEM. To ograniczenie emisji wiąże się głównie z zakładanym od 2030 r. w scenariuszu WAM mniejszym zużyciem węgla kamiennego, a od 2035 roku również gazu ziemnego, w porównaniu ze scenariuszem WEM. W scenariuszu WAM zużycie węgla kamiennego w gospodarstwach domowych jest mniejsze niż w WEM o ok. 28% w roku 2030, a od roku 2040 zakłada się całkowite odejście od zużycia tego paliwa w sektorze 1A4b. W przypadku gazu ziemnego, zużycie w gospodarstwach domowych zakładane w scenariuszu WAM dla 2035 r. jest mniejsze o ponad 25%, w porównaniu z WEM. Od roku 2030 prognozuje się również mniejsze całkowite zużycie paliw w gospodarstwach domowych w scenariuszu WAM w porównaniu z WEM.

W sektorze transportu (1A3) wartości emisji przewidziane scenariuszami WEM i WAM, po nieznacznym wzroście w roku 2025, w kolejnych prognozowanych latach systematycznie zmniejszają się względem roku 2020, przy czym ograniczenie emisji jest bardziej widoczne w przypadku scenariusza WAM – w ostatnim roku prognozy różnica między wartościami emisji gazów cieplarnianych w obu scenariuszach wynosi 3%. Spowodowane jest to przede wszystkim bardziej zdecydowanym odchodzeniem od paliw kopalnych (oleju napędowego, benzyny oraz LPG) w transporcie drogowym i znaczną redukcją ich wykorzystania na rzecz rozwijania napędów elektrycznych oraz zastosowania wodoru jako źródła energii. Większe zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych w scenariuszu WAM w stosunku do scenariusza WEM wynika również z przewidywanego ograniczenia zużycia gazu ziemnego w wyniku transformacji energetycznej i polityki klimatycznej.

W kategorii *Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów* emisja gazów cieplarnianych w scenariuszu WAM jest niższa o ok. 14% w 2030 r. w porównaniu ze scenariuszem WEM. Główne przyczyny tych różnic to założenie w scenariuszu WAM znaczących redukcji emisji CO<sub>2</sub> z produkcji: klinkieru (zastosowanie CCS), amoniaku (sukcesywne zastępowanie gazu ziemnego wodorem w procesie produkcji, w tym wodorem zielonym) oraz wyrobów hutnictwa żelaza (przechodzenie na technologie wodorowe).

W sektorze rolnictwa główna różnica pomiędzy scenariuszami WEM i WAM związana jest wielkością prognozowanej produkcji zwierzęcej i roślinnej oraz zużycia nawozów mineralnych. W scenariuszu WAM emisja GHG w rolnictwie jest niższa o 3% w 2030 r., o 6% w 2040 r.

Ogólne założenia w sektorze LULUCF umożliwiły przedstawienie zróżnicowanych scenariuszy prognostycznych WEM i WAM. Zidentyfikowane różnice w zakresie potencjału mitygacyjnego opracowanych scenariuszy (WEM i WAM) wynikają przede wszystkim z przyjętych założeń względem potencjalnego rozwoju zasobów leśnych. Należy podkreślić, iż dynamika rozwoju zasobów leśnych wpływa wprost na bilanse emisji netto z zarządzanych gruntów leśnych, będących elementem bilansu netto sektora LULUCF.

Mając na względzie wpływ rozwoju zasobów leśnych na bilans netto sektora LULUCF, szczególnemu rozpatrzeniu podlegały dane dotyczące przyrostu, ubytków (rozumianych jako suma pozyskania miąższości drewna netto wraz z korą, pozostałościami zrębowymi i drewnem martwym) oraz różnica między przyrostem a ubytkami w poszczególnych latach okresu 2024–2030. Kolejne cykle prognoz (wykraczające poza okres 2020–2030) oparto na wartościach ubytków brutto określonych dla okresu 2020–2030 (cyklach 11 letnich). W obu rozpatrywanych scenariuszach przyjęto identyczny schemat kształtowania się zasobów drzewnych oraz użytkowania głównego na gruntach leśnych „pozostałych” (poza zarządem Lasów Państwowych), oparty na historycznych wskaźnikach użytkowania z okresu 2020–2023. Co istotne, bieżące projekcje GHG w obu scenariuszach uwzględniają również ujednolicony (pod względem przyjętych założeń) scenariusz opisujący przewidywaną dynamikę rozwoju zasobów drzewnych w systemach agroleśnych. Podobnie jak w przypadku prognoz rozwoju zasobów leśnych dane dotyczące przyrostu, ubytków oraz różnicy między przyrostem a ubytkami w poszczególnych latach okresu 2024–2030 opracowano na podstawie danych wyjściowych przetworzonych w ramach Wielkoobszarowej Inwentaryzacji Stanu Lasów (WISL). Ponadto, również podobnie jak w przypadku prognoz rozwoju zasobów leśnych, prognozy zasobów drzewnych w systemach agroleśnych oparto na 11 letnich cyklach prognoz powielających wartości ubytków brutto określone dla okresu 2020–2030.

Projekcje wykonane na potrzeby aktualizacji scenariusza WEM zakładają, że w roku 2023 można oczekiwać wzrostu pochłaniania netto CO<sub>2</sub> z historycznego poziomu -35,6 mln ton CO<sub>2</sub>eq. w roku 2022 do poziomu około -39,4 mln ton CO<sub>2</sub>eq. Projekcja dla roku 2023 stanowi jednocześnie wartość szczytową 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 roku 2030. Zakładane w scenariuszu WEM ograniczenia dynamiki wzrostu zasobów drzewnych wiążą się ze zmianami warunków klimatycznych i siedliskowych oraz postępującym procesem starzenia się drzewostanów. W przypadku scenariusza WAM (podobnie jak w przypadku scenariusza WEM) prognozuje się krótkookresowy wzrost pochłaniania netto CO<sub>2</sub>, z ponad -35,6 mln ton CO<sub>2</sub>eq. w roku 2022, do wartości około 53,1 mln ton CO<sub>2</sub>eq w 2027 roku. Niemniej jednak w dłuższej perspektywie, podobnie jak w scenariuszu WEM, przewiduje się spadek pochłaniania, przy czym w tym przypadku do około 46,5 mln ton CO<sub>2</sub>eq w 2030 roku. Czynnikiem różnicującym scenariusze WEM i WAM jest zarówno poziom, jak i intensywność użytkowania rębego i przedrębego (zbiorniczo określanego jako pozyskanie drewna). W kontekście założeń dla scenariusza WAM dla gruntów leśnych zarządzanych przez PGL LP założono liniowe zmniejszanie użytkowania, osiągając w 2030 roku poziom około 88% użytkowania brutto z roku 2023 (około 49 mln m<sup>3</sup> grubizny netto). W scenariuszu WEM prognoza rozwoju zasobów drzewnych oraz możliwości wysokości użytkowania w Lasach Państwowych na lata 2024–2030 oparta jest na wskaźnikach intensywności użytkowania z okresu 2020–2023. W obu scenariuszach wysokość użytkowania w Lasach Państwowych w latach 2020–2023 przyjęto na podstawie faktycznej realizacji tzw. etatów. W przypadku pozostałych gruntów leśnych nie założono istotnych zmian w zakresie prowadzonych praktyk gospodarki leśnej, które mogłyby różnicować scenariusze WEM i WAM. Podobnie w przypadku systemów agroleśnych nie założono istotnych zmian w zakresie prowadzonych praktyk, które mogłyby różnicować scenariusze WEM i WAM.

Nawiązując do kwestii wysokości użytkowania, warto zwrócić uwagę, że poziom substytucji węgla w produktach drzewnych został powiązany z prognozowanymi wartościami pozyskania drewna netto. Na podstawie proporcji pozyskanego drewna w prognozowanym okresie do wartości z roku 2023 określono poziom potencjalnej przyszłej produkcji z pozyskanego drewna (tj. tarcicy, płyt drewnianych i drewnopochodnych, papieru i tektury) w latach 2023–2040. Należy podkreślić, że w przypadku efektu substytucji węgla w produktach drzewnych zarówno scenariusz WEM, jak i WAM mogą być obarczone pewnym błędem interpretacyjnym. Niemniej jednak, celem tego podejścia jest zobrazowanie

ewentualnych tendencji w zakresie produkcji poszczególnych grup surowców drzewnych. Obszar ten może podlegać znaczącym modyfikacjom prognostycznym, mając na względzie ocenę aktualnej sytuacji i przewidywanych zmian na rynku drzewnym, spodziewane tendencje rozwoju sektora drzewnego, ocenę ogólnej sytuacji gospodarczej kraju, wpływ koniunktury na rynkach zagranicznych oraz przewidywane kształtowanie się w przyszłości podstawowych makro wskaźników charakteryzujących tempo rozwoju gospodarczego, rozwoju budownictwa (kreatora bezpośredniego popytu na materiały i wyroby drzewne oraz popytu wtórnego, np. na meble, materiały podłogowe, elementy wyposażenia wnętrz), a także wymiany handlowej z zagranicą.

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

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

| Parametr                               | 2005 (bazowy)* | 2021       | 2022       | 2025       | 2030       | 2035       | 2040       |
|----------------------------------------|----------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| <b>WEM</b>                             |                |            |            |            |            |            |            |
| Emisja w ETS [kt CO <sub>2</sub> eq]   | -              | 192 032,91 | 184 145,85 | 155 881,50 | 112 914,31 | 91 104,39  | 58 341,43  |
| Emisja w ESR [kt CO <sub>2</sub> eq]   | 192 472,25     | 207 282,99 | 196 234,87 | 190 925,55 | 169 448,02 | 152 932,14 | 135 682,28 |
| Zmiana emisji w ESR w stos. do 2005 r. |                |            |            | -12,0%     | -20,5%     | -29,5%     |            |
| <b>WAM</b>                             |                |            |            |            |            |            |            |
| Emisja w ETS [kt CO <sub>2</sub> eq]   | -              | 192 032,91 | 184 145,85 | 152 471,47 | 102 756,53 | 59 364,67  | 33 050,25  |
| Emisja w ESR [kt CO <sub>2</sub> eq]   | 192 472,25     | 207 282,99 | 196 234,87 | 184 719,65 | 155 090,46 | 137 901,63 | 114 729,26 |
| Zmiana emisji w ESR w stos. do 2005 r. |                |            |            | -19,4%     | -28,4%     | -40,4%     |            |

\* rok bazowy tylko dla ESR

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Prognozowany spadek emisji GHG raportowanych przez instalacje objęte systemem EU ETS w 2030 r. w stosunku do 2021 r. w scenariuszu WAM wyniesie 46% (w scen. WEM 41%) i w 2040 r. – 83% (w scen. WEM 70%). Emisja GHG z sektorów nieobjętych EU ETS (ESR) również będzie niższa w scenariuszu WAM aniżeli w scenariuszu WEM, aczkolwiek różnica ta będzie mniejsza niż w EU ETS, natomiast tylko w scenariuszu WAM zostanie osiągnięty cel wyznaczony dla Polski w wielkości -17,7% w roku 2030.

## 1.1.4. Prognozowany spadek emisji GHG raportowanych

### Porównanie prognoz emisji substancji zanieczyszczających powietrze – scenariusz WAM vs. scenariusz WEM

Poniżej (Tabela 1.17; Tabela 1.18; Tabela 1.19; Tabela 1.20; Tabela 1.21) przedstawiono wyniki prognozowanych redukcji emisji substancji zanieczyszczających powietrze, określonych w dyrektywie NEC (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, NMLZO, NH<sub>3</sub> i PM<sub>2,5</sub>), w wyniku przyjęcia scenariusza WAM w stosunku do emisji obliczonych dla scenariusza WEM.

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

| Sektor<br>(kategoria NFR)           | Zmiana emisji SO <sub>2</sub> WAM vs. WEM [%] |               |               |               |
|-------------------------------------|-----------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|
|                                     | 2025                                          | 2030          | 2035          | 2040          |
| <b>1. Energia</b>                   | <b>-4,0%</b>                                  | <b>-21,2%</b> | <b>-44,4%</b> | <b>-58,5%</b> |
| A. Spalanie paliw                   | -4,1%                                         | -21,9%        | -46,7%        | -62,7%        |
| 1. Przemysły energetyczne           | -7,3%                                         | -19,9%        | -48,5%        | -63,6%        |
| 2. Przemysł wytwórczy i budownictwo | -20,2%                                        | -42,8%        | -48,6%        | -51,0%        |

| Sektor<br>(kategoria NFR)                             | Zmiana emisji SO <sub>2</sub> WAM vs. WEM [%] |               |               |               |
|-------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|
|                                                       | 2025                                          | 2030          | 2035          | 2040          |
| 3. Transport                                          | -14,6%                                        | -16,9%        | -19,4%        | -21,7%        |
| 4. Inne sektory                                       | 4,3%                                          | -14,7%        | -43,6%        | -72,1%        |
| B. Emisja lotna z paliw                               | -1,5%                                         | -1,0%         | -1,3%         | -2,8%         |
| 1. Paliwa stałe                                       | -4,5%                                         | -5,0%         | -4,6%         | -5,6%         |
| 2. Ropa naftowa i gaz ziemny                          | -1,5%                                         | -1,0%         | -1,3%         | -2,8%         |
| <b>2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów</b> | <b>-5,5%</b>                                  | <b>-5,2%</b>  | <b>-3,3%</b>  | <b>-2,7%</b>  |
| B. Przemysł chemiczny                                 | 0,0%                                          | 0,0%          | 0,0%          | 0,0%          |
| C. Produkcja metali                                   | -0,9%                                         | 0,6%          | 1,6%          | 3,7%          |
| G. – L. Inne                                          | -19,4%                                        | -19,6%        | -14,4%        | -13,4%        |
| <b>3. Rolnictwo</b>                                   | <b>0,0%</b>                                   | <b>0,0%</b>   | <b>0,0%</b>   | <b>0,0%</b>   |
| F. Spalanie resztek roślinnych                        | 0,0%                                          | 0,0%          | 0,0%          | 0,0%          |
| <b>5. Odpady</b>                                      | <b>-1,0%</b>                                  | <b>-3,9%</b>  | <b>-5,0%</b>  | <b>-7,3%</b>  |
| C. Spalanie odpadów                                   | -1,0%                                         | -3,9%         | -5,0%         | -7,3%         |
| <b>OGÓŁEM</b>                                         | <b>-4,1%</b>                                  | <b>-20,2%</b> | <b>-41,0%</b> | <b>-51,3%</b> |

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Jak wyjaśniono wyżej w rozdziale 4.2.1.1, głównym źródłem emisji SO<sub>2</sub> w Polsce jest spalanie paliw w energetyce, przemyśle i małych źródłach spalania paliw. W 2020 roku udział ten wynosił 95%. Zmniejszenie zużycia paliw kopalnych w tych sektorach jest powodem spadku emisji, przy czym w scenariuszu WAM redukcje te są większe niż w scenariuszu WEM, stąd prognozowane zmniejszenie emisji w scenariuszu WAM jest większe niż w WEM.

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

| Sektor<br>(kategoria NFR)           | Zmiana emisji NO <sub>x</sub> WAM vs. WEM [%] |               |               |               |
|-------------------------------------|-----------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|
|                                     | 2025                                          | 2030          | 2035          | 2040          |
| <b>1. Energia</b>                   | <b>-3,7%</b>                                  | <b>-10,2%</b> | <b>-20,6%</b> | <b>-29,1%</b> |
| A. Spalanie paliw                   | -3,8%                                         | -10,3%        | -20,8%        | -29,4%        |
| 1. Przemysły energetyczne           | -6,0%                                         | -13,6%        | -34,6%        | -44,8%        |
| 2. Przemysł wytwórczy i budownictwo | -4,1%                                         | -14,8%        | -18,9%        | -23,3%        |
| 3. Transport                        | -4,4%                                         | -9,8%         | -19,5%        | -34,3%        |
| 4. Inne sektory                     | -0,1%                                         | -6,4%         | -13,6%        | -18,4%        |
| B. Emisja lotna z paliw             | -1,5%                                         | -1,0%         | -1,3%         | -2,8%         |
| 1. Paliwa stałe                     | -4,5%                                         | -5,0%         | -4,6%         | -5,6%         |
| 2. Ropa naftowa i gaz ziemny        | -1,5%                                         | -1,0%         | -1,3%         | -2,8%         |
| <b>2. Procesy przemysłowe</b>       | <b>-1,7%</b>                                  | <b>-1,3%</b>  | <b>-0,6%</b>  | <b>-0,1%</b>  |
| B. Przemysł chemiczny               | 0,0%                                          | 0,0%          | 0,0%          | 0,0%          |
| C. Produkcja metali                 | -3,0%                                         | 1,6%          | 4,4%          | 10,7%         |
| G. – L. Inne                        | -25,0%                                        | -24,9%        | -18,3%        | -19,0%        |
| <b>3. Rolnictwo</b>                 | <b>-0,7%</b>                                  | <b>-5,3%</b>  | <b>-7,3%</b>  | <b>-10,1%</b> |
| B. Nawozy naturalne                 | -0,2%                                         | -3,4%         | -4,5%         | -4,9%         |
| D. Gleby rolne                      | -0,8%                                         | -5,5%         | -7,5%         | -10,6%        |
| F. Spalanie resztek roślinnych      | 0,0%                                          | 0,0%          | 0,0%          | 0,0%          |
| <b>5. Odpady</b>                    | <b>-1,1%</b>                                  | <b>-5,5%</b>  | <b>-6,1%</b>  | <b>-8,4%</b>  |
| C. Spalanie odpadów                 | -1,1%                                         | -5,5%         | -6,1%         | -8,4%         |



| Sektor<br>(kategoria NFR) | Zmiana emisji NO <sub>x</sub> WAM vs. WEM [%] |       |        |        |
|---------------------------|-----------------------------------------------|-------|--------|--------|
|                           | 2025                                          | 2030  | 2035   | 2040   |
| <b>OGÓŁEM</b>             | -3,3%                                         | -9,1% | -17,3% | -23,3% |

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Podobnie jak w przypadku SO<sub>2</sub>, emisja tlenków azotu spowodowana jest głównie przez spalanie paliw w energetyce, przemyśle, transporcie i małych źródłach (takich jak gospodarstwa domowe). W 2020 roku udział tych kategorii w emisji krajowej wynosił 84%. Zmniejszenie zużycia paliw kopalnych w tych sektorach jest powodem spadku emisji, przy czym w scenariuszu WAM redukcje te są większe niż w scenariuszu WEM, stąd prognozowane zmniejszenie emisji w scenariuszu WAM jest większe niż w WEM. Innym znaczącym źródłem emisji jest kategoria 3D. Gleby rolne, gdzie w scenariuszu WAM emisja NO<sub>x</sub> jest niższa niż w WEM z powodu przyjęcia w scenariuszu WAM znacznie bardziej optymistycznych założeń dotyczących upowszechniania niskoemisyjnych praktyk w rolnictwie.

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

| Sektor<br>(kategoria NFR)                             | Zmiana emisji NMLZO WAM vs. WEM [%] |               |               |               |
|-------------------------------------------------------|-------------------------------------|---------------|---------------|---------------|
|                                                       | 2025                                | 2030          | 2035          | 2040          |
| <b>1. Energia</b>                                     | <b>1,6%</b>                         | <b>-5,2%</b>  | <b>-12,8%</b> | <b>-16,6%</b> |
| A. Spalanie paliw                                     | 1,3%                                | -3,8%         | -8,3%         | -14,5%        |
| 1. Przemysły energetyczne                             | -0,4%                               | -2,6%         | -14,4%        | -54,2%        |
| 2. Przemysł wytwórczy i budownictwo                   | -2,4%                               | -9,5%         | -9,4%         | -9,1%         |
| 3. Transport                                          | 4,9%                                | 3,0%          | -1,8%         | -16,5%        |
| 4. Inne sektory                                       | 1,8%                                | -2,2%         | -14,5%        | -19,5%        |
| B. Emisja lotna z paliw                               | 2,4%                                | -7,9%         | -18,2%        | -19,8%        |
| 1. Paliwa stałe                                       | 2,5%                                | -14,4%        | -27,9%        | -31,5%        |
| 2. Ropa naftowa i gaz ziemny                          | 2,3%                                | 0,4%          | -8,2%         | -11,8%        |
| <b>2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów</b> | <b>-0,6%</b>                        | <b>-0,6%</b>  | <b>-0,4%</b>  | <b>-0,5%</b>  |
| B. Przemysł chemiczny                                 | 0,0%                                | 0,0%          | 0,0%          | 0,0%          |
| C. Produkcja metali                                   | -2,4%                               | -5,7%         | -3,4%         | -7,7%         |
| D. Stosowanie rozpuszczalników i innych produktów     | 0,0%                                | 0,0%          | 0,0%          | 0,0%          |
| G. – L. Inne                                          | -12,6%                              | -12,8%        | -9,1%         | -9,6%         |
| <b>3. Rolnictwo</b>                                   | <b>-6,2%</b>                        | <b>-12,1%</b> | <b>-12,2%</b> | <b>-12,7%</b> |
| B. Nawozy naturalne                                   | -6,6%                               | -12,8%        | -12,8%        | -13,2%        |
| D. Gleby rolne                                        | -0,4%                               | -1,5%         | -2,9%         | -5,3%         |
| F. Spalanie resztek roślinnych                        | 0,0%                                | 0,0%          | 0,0%          | 0,0%          |
| <b>5. Odpady</b>                                      | <b>-0,8%</b>                        | <b>-4,1%</b>  | <b>-6,4%</b>  | <b>-10,5%</b> |
| A. Składowanie odpadów stałych                        | 0,0%                                | 0,0%          | 0,0%          | 0,0%          |
| C. Spalanie odpadów                                   | -1,5%                               | -6,3%         | -8,2%         | -12,0%        |
| D. Gospodarka ściekami                                | 0,0%                                | 0,0%          | 0,0%          | 0,0%          |
| <b>OGÓŁEM</b>                                         | <b>-0,9%</b>                        | <b>-5,1%</b>  | <b>-7,0%</b>  | <b>-7,9%</b>  |

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

- zmniejszonego użycia paliw kopalnych w sektorze 1. Energia, którego udział w emisji krajowej w 2020 roku wyniósł 47%;
- zmniejszonego pogłowia bydła i świń w sektorze 3. Rolnictwo (kategoria 3.B, której udział w emisji krajowej NMLZO wyniósł 16% w 2020 roku).



Wzrost emisji NMLZO w sektorze 1.A.3 Transport w pierwszych latach prognozy wynika z większego zużycia paliw oraz większego udziału pojazdów ciężarowych (w tym lekkich) we flocie w scenariuszu WAM względem scenariusza WEM.

Wykazana w tabeli (Tabela 1.19) znacząca różnica procentowa w kategorii 2.C Produkcja metali nie ma istotnego wpływu na różnicę w emisji krajowej pomiędzy scenariuszami, gdyż udział tej kategorii w emisji krajowej NMLZO jest niewielki (0,1% w 2020 r.).

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

| Sektor<br>(kategoria NFR)                             | Zmiana emisji amoniaku WAM vs. WEM [%] |              |              |              |
|-------------------------------------------------------|----------------------------------------|--------------|--------------|--------------|
|                                                       | 2025                                   | 2030         | 2035         | 2040         |
| <b>1. Energia</b>                                     | <b>4,6%</b>                            | <b>3,5%</b>  | <b>4,6%</b>  | <b>4,8%</b>  |
| A. Spalanie paliw                                     | 4,7%                                   | 3,6%         | 4,7%         | 5,0%         |
| 1. Przemysły energetyczne                             | 1,5%                                   | 1,0%         | -4,4%        | -13,6%       |
| 2. Przemysł wytwórczy i budownictwo                   | 2,9%                                   | -4,0%        | -2,0%        | -0,2%        |
| 3. Transport                                          | 4,8%                                   | 3,9%         | 5,2%         | 5,5%         |
| 4. Inne sektory                                       | 4,2%                                   | 3,9%         | -2,7%        | -4,9%        |
| B. Emisja lotna z paliw                               | -4,5%                                  | -5,0%        | -4,6%        | -5,6%        |
| 1. Paliwa stałe                                       | -4,5%                                  | -5,0%        | -4,6%        | -5,6%        |
| <b>2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów</b> | <b>0,0%</b>                            | <b>0,0%</b>  | <b>0,0%</b>  | <b>0,0%</b>  |
| B. Przemysł chemiczny                                 | 0,0%                                   | 0,0%         | 0,0%         | 0,0%         |
| D. Stosowanie rozpuszczalników i innych produktów     | 0,0%                                   | 0,0%         | 0,0%         | 0,0%         |
| G. – L. Inne                                          | 0,0%                                   | 0,0%         | 0,0%         | 0,0%         |
| <b>3. Rolnictwo</b>                                   | <b>-0,7%</b>                           | <b>-4,2%</b> | <b>-5,4%</b> | <b>-6,4%</b> |
| B. Nawozy naturalne                                   | -0,2%                                  | -2,9%        | -3,8%        | -4,2%        |
| D. Gleby rolne                                        | -1,2%                                  | -5,6%        | -6,9%        | -8,7%        |
| F. Spalanie resztek roślinnych                        | 0,0%                                   | 0,0%         | 0,0%         | 0,0%         |
| <b>5. Odpady</b>                                      | <b>0,0%</b>                            | <b>-0,1%</b> | <b>-0,1%</b> | <b>-0,1%</b> |
| B. Kompostowanie                                      | 0,0%                                   | -0,1%        | -0,1%        | -0,1%        |
| D. Gospodarka ściekami                                | 0,0%                                   | 0,0%         | 0,0%         | 0,0%         |
| <b>OGÓŁEM</b>                                         | <b>-0,7%</b>                           | <b>-4,0%</b> | <b>-5,1%</b> | <b>-6,1%</b> |

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

W sektorze rolnictwa główna różnica pomiędzy scenariuszami WEM i WAM związana jest wielkością prognozowanej produkcji zwierzęcej i roślinnej oraz zużycia nawozów mineralnych. Dodatkowo uwzględniono także działanie wpływające na zmniejszenie emisji NH<sub>3</sub> w sektorze rolnictwa, określone w dyrektywie NEC (zał. III cz.2), a propagowane do wdrażania wśród rolników w *Kodeksie doradczym dobrej praktyki rolniczej dotyczącym ograniczania emisji amoniaku* (ITP 2019), obejmujące aplikację 10% gnojowicy od 2030 r. innymi metodami niż rozbryzgowo.

Natomiast dodatnia różnica między scenariuszem WAM a WEM w zakresie emisji amoniaku w sektorze 1A3. Transport w pierwszych latach prognozy wynika z większego zużycia oleju napędowego w scenariuszu WAM względem scenariusza WEM w transporcie, a także różnic w strukturze pojazdów\*.

\* Emisja NH<sub>3</sub> powstaje głównie w pojazdach osobowych zasilanych paliwami gazowymi (głównie gazem płynnym LPG), ale również w pojazdach hybrydowych (których liczba rośnie w scenariuszu WAM w stosunku do WEM), a także w nowszych pojazdach zasilanych benzyną i olejem napędowym wyposażonych w układy ograniczające emisję NO<sub>x</sub>, tj. odpowiednio w three way catalyst (katalizator trójdrożny) oraz układ SCR.

Niemniej różnica ta nie ma istotnego wpływu na różnicę w emisji krajowej pomiędzy scenariuszami, gdyż udział tej kategorii w emisji krajowej amoniaku jest niewielki (1% w 2020 r.).

Tabela 1.21. Prognozy zmiany emisji PM<sub>2,5</sub> według sektorów (kategorii NFR), scenariusz WAM vs. WEM

| Sektor<br>(kategoria NFR)                             | Zmiana emisji pyłu PM <sub>2,5</sub> WAM vs. WEM [%] |              |               |               |
|-------------------------------------------------------|------------------------------------------------------|--------------|---------------|---------------|
|                                                       | 2025                                                 | 2030         | 2035          | 2040          |
| <b>1. Energia</b>                                     | <b>9,2%</b>                                          | <b>5,2%</b>  | <b>-14,8%</b> | <b>-19,0%</b> |
| A. Spalanie paliw                                     | 9,3%                                                 | 5,4%         | -14,9%        | -19,3%        |
| 1. Przemysły energetyczne                             | -13,7%                                               | -27,1%       | -42,3%        | -65,4%        |
| 2. Przemysł wytwórczy i budownictwo                   | -14,0%                                               | -30,2%       | -31,0%        | -29,8%        |
| 3. Transport                                          | 0,6%                                                 | -2,7%        | -5,9%         | -12,2%        |
| 4. Inne sektory                                       | 11,4%                                                | 10,1%        | -8,8%         | -13,9%        |
| B. Emisja lotna z paliw                               | -0,9%                                                | -9,2%        | -12,9%        | -12,5%        |
| 1. Paliwa stałe                                       | -0,8%                                                | -9,5%        | -13,4%        | -13,0%        |
| 2. Ropa naftowa i gaz ziemny                          | -1,5%                                                | -1,0%        | -1,3%         | -2,8%         |
| <b>2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów</b> | <b>-1,9%</b>                                         | <b>-2,7%</b> | <b>-2,3%</b>  | <b>-3,3%</b>  |
| A. Produkty mineralne                                 | 0,0%                                                 | -0,7%        | -1,2%         | -1,8%         |
| B. Przemysł chemiczny                                 | 0,0%                                                 | 0,0%         | 0,0%          | 0,0%          |
| C. Produkcja metali                                   | -1,1%                                                | -5,2%        | -5,3%         | -11,0%        |
| D. Stosowanie rozpuszczalników i innych produktów     | 0,0%                                                 | 0,0%         | 0,0%          | 0,0%          |
| G. – L. Inne                                          | -9,0%                                                | -10,0%       | -7,7%         | -8,8%         |
| <b>3. Rolnictwo</b>                                   | <b>-0,4%</b>                                         | <b>-0,8%</b> | <b>-2,6%</b>  | <b>-3,5%</b>  |
| B. Nawozy naturalne                                   | 0,0%                                                 | -0,4%        | -2,8%         | -3,7%         |
| D. Gleby rolne                                        | -0,9%                                                | -1,6%        | -2,4%         | -3,3%         |
| F. Spalanie resztek roślinnych                        | 0,0%                                                 | 0,0%         | 0,0%          | 0,0%          |
| <b>5. Odpady</b>                                      | <b>-0,5%</b>                                         | <b>-2,2%</b> | <b>-2,9%</b>  | <b>-4,3%</b>  |
| A. Składowanie odpadów stałych                        | 0,0%                                                 | 0,0%         | 0,0%          | 0,0%          |
| C. Spopielanie i otwarte spalanie odpadów             | -1,5%                                                | -6,3%        | -8,2%         | -12,0%        |
| E. Inne                                               | 0,0%                                                 | 0,0%         | 0,0%          | 0,0%          |
| <b>OGÓŁEM</b>                                         | <b>8,2%</b>                                          | <b>4,0%</b>  | <b>-9,7%</b>  | <b>-12,0%</b> |

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Głównym źródłem emisji PM<sub>2,5</sub> jest kategoria 1.A.4 Inne sektory (tj. małe źródła emisji takie jak gospodarstwa domowe). Udział tej kategorii w emisji krajowej wynosił w 2020 roku 86%. W latach 2025 i 2030 scenariusz WAM zakłada nieco większą emisję pyłu niż WEM. Jest to spowodowane wyższymi wskaźnikami emisji w scenariuszu WAM dla kategorii małych źródeł spalania paliw (wyjaśnienie niżej).

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

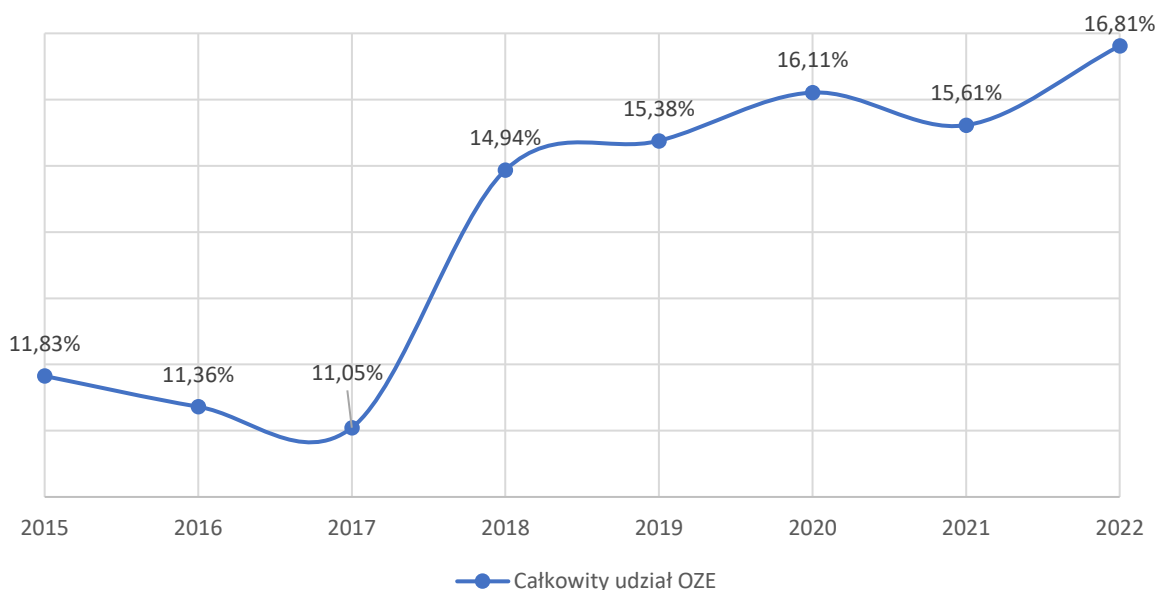
Oznacza to szybszy spadek liczby kotłów automatycznych niż ręcznych funkcjonujących na rynku w poszczególnych latach, czego efektem jest malejący udział kotłów automatycznych w całej grupie kotłów zasilanych węglem (a kotły te mają niższe wskaźniki emisji). Trend ten wpłynął zatem na zwiększenie średnich ważonych wskaźników emisji dla małych źródeł spalania w scenariuszu WAM w porównaniu do WEM w latach prognozy 2025 i 2030.

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

Nieznacznie większa emisja PM<sub>2,5</sub> w sektorze 1A3 Transport w pierwszych latach prognozy wynika głównie z większego zużycia paliw w scenariuszu WAM względem scenariusza WEM.

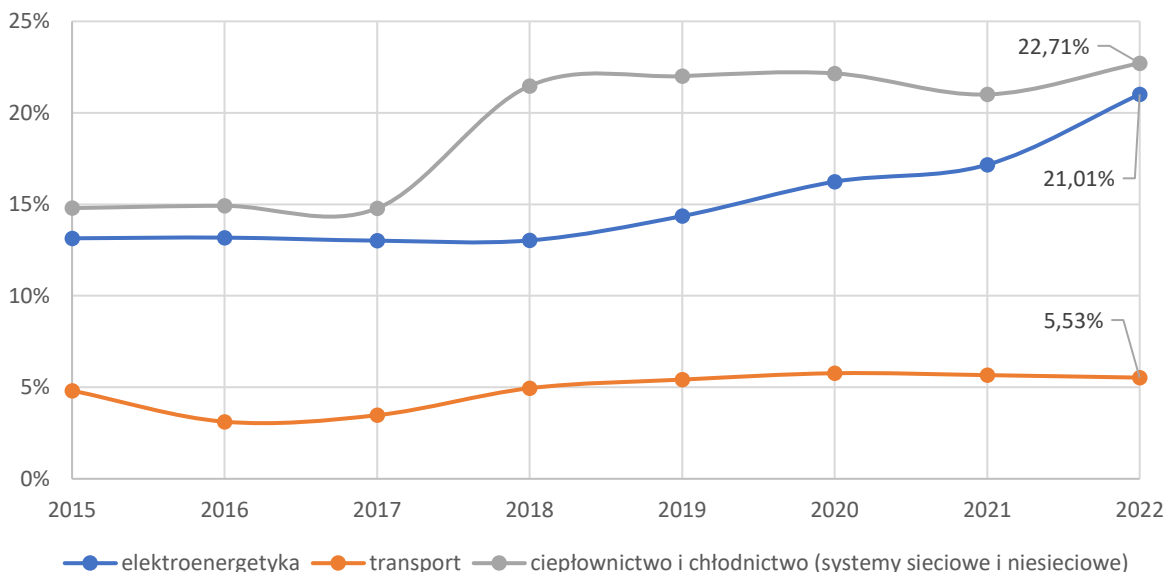
## 1.2. Energia ze źródeł odnawialnych

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



Rysunek 1.3. Udział OZE w ujęciu krajowym

Źródło: Eurostat Shares



Rysunek 1.4. Porównanie udziałów OZE w poszczególnych sektorach gospodarki

Źródło: Eurostat Shares

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

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

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

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

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

Zaprezentowane w niniejszym podrozdziale trajektorie krajowego i sektorowego udziału OZE zakładają kontynuację obecnych trendów w zakresie rozwoju technologii OZE (w tym kosztowych), a także obowiązujące i planowane na etapie przygotowania prognozy mechanizmy wsparcia oraz systemy mające na celu rozwijanie poszczególnych technologii. Takimi mechanizmami/systemami są: system świadectw pochodzenia (stopniowo wygaszany) oraz aukcyjny (dla wszystkich technologii OZE wymienionych w ustawie<sup>5</sup>), a także systemy wsparcia rozwoju morskich farm wiatrowych, biometanu, biopaliw II gen i wodoru odnawialnego. Część z tych systemów będzie wymagała dopiero opracowania.

W systemie aukcyjnym OZE<sup>\*</sup> założono maksymalny 15-letni okres subsydiowania dla technologii, natomiast dla morskich elektrowni wiatrowych okres ten wynosi 25 lat. Założono również, że w ogłaszanych w przyszłości aukcjach preferowane będą rozwiązania mające ograniczyć ceny energii, co jest istotne z punktu widzenia konkurencyjności gospodarki i dalszego wzrostu PKB, tzn. preferowane będą technologie o najniższych jednostkowych kosztach wytwarzania, z uwzględnieniem kosztów systemowych. W zakresie rozwoju energetyki prosumenckiej założono kontynuację systemów wsparcia takich jak: Mój Prąd, Czyste Powietrze, Ciepłe Mieszkanie, Inwestycje w gospodarstwach rolnych w zakresie OZE, Agroenergia, czy ulga termomodernizacyjna. Dodatkowymi instrumentami w zakresie rozwoju OZE w energetyce, które zostały przyjęte w scenariuszu WAM, były: 1. Usunięcie barier administracyjno-proceduralnych obejmujących skomplikowane i czasochłonne procedury lokalizacyjne i środowiskowe. 2. Uproszczenie przepisów dotyczących wydawania pozwoleń oraz cyfryzacja tego procesu, zmiana kryteriów w przypadku aukcji z uwzględnieniem indeksacji cen, publikowanie jasnych harmonogramów aukcji oraz 10-letnich planów rozwoju energetyki wiatrowej i perspektyw na rok 2040, zwiększenie niezbędnych inwestycji w porty, drogi i sieci elektroenergetyczne oraz odblokowanie inwestycji w europejskim łańcuchu dostaw dla energii wiatrowej<sup>\*</sup>. 3. Inwestycje w modernizację i rozbudowę sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, aby zwiększyć ich przepustowość. 4. Wspieranie rozwoju lokalnych społeczności energetycznych.

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 końcową brutto oraz produkcję z poszczególnych jednostek wytwórczych zaliczanych do OZE. Szczegółowy opis projekcji wzrostu zapotrzebowania na energię wykorzystanej do obliczeń zawarto w Rozdziale 4. W przypadku elektrowni wodnych oraz wiatrowych, 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.

<sup>5</sup> Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2013 r. poz. 1436, z późn. zm.)

<sup>\*</sup> System aukcyjny OZE to mechanizm wsparcia dla wytwórców energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, polegający na przeprowadzaniu konkursów (aukcji) organizowanych przez Urząd Regulacji Energetyki (URE). Wygrywają w nich oferenci, którzy zaproponują najniższą cenę za wyprodukowaną energię, co pozwala im uzyskać gwarancję stałego przychodu na 15 lat i stabilność finansową dla inwestycji. System jest finansowany z opłaty OZE, która stanowi składnik rachunku za energię elektryczną.

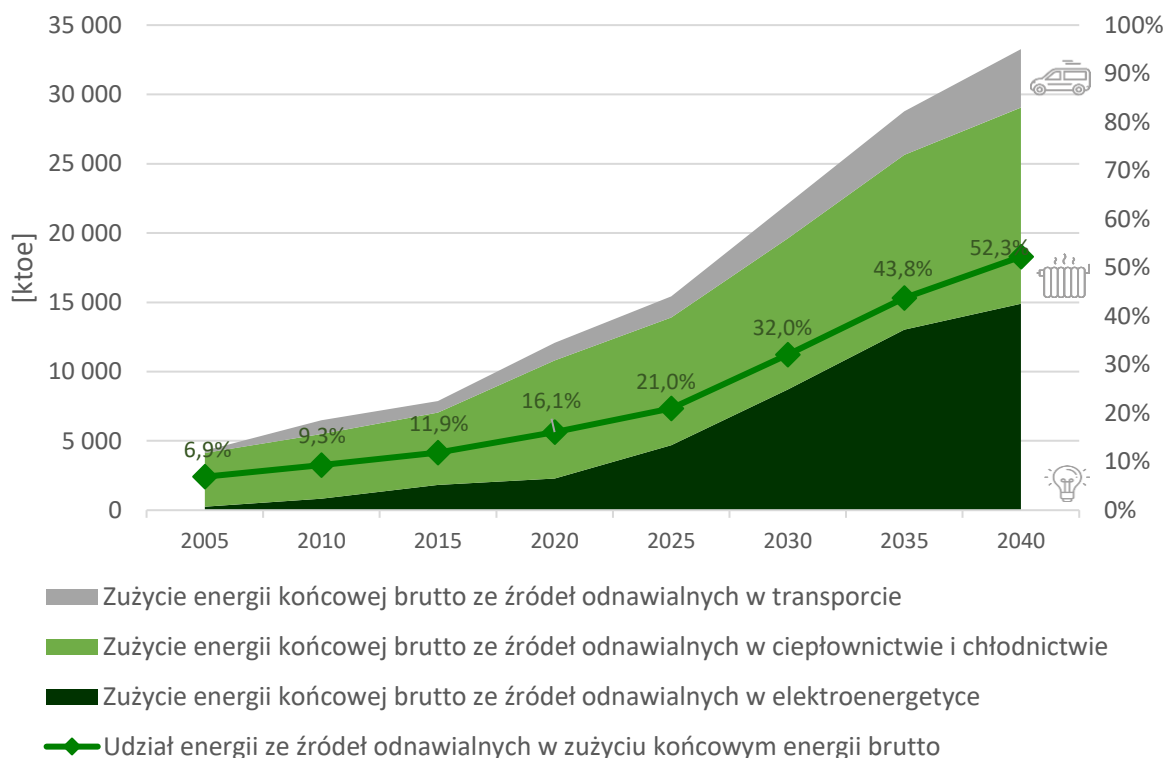
<sup>\*</sup> Postulaty Europejskiej Karty Wiatru podpisanej przez przedstawiciela polskiego rządu w grudniu 2023 r.

<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

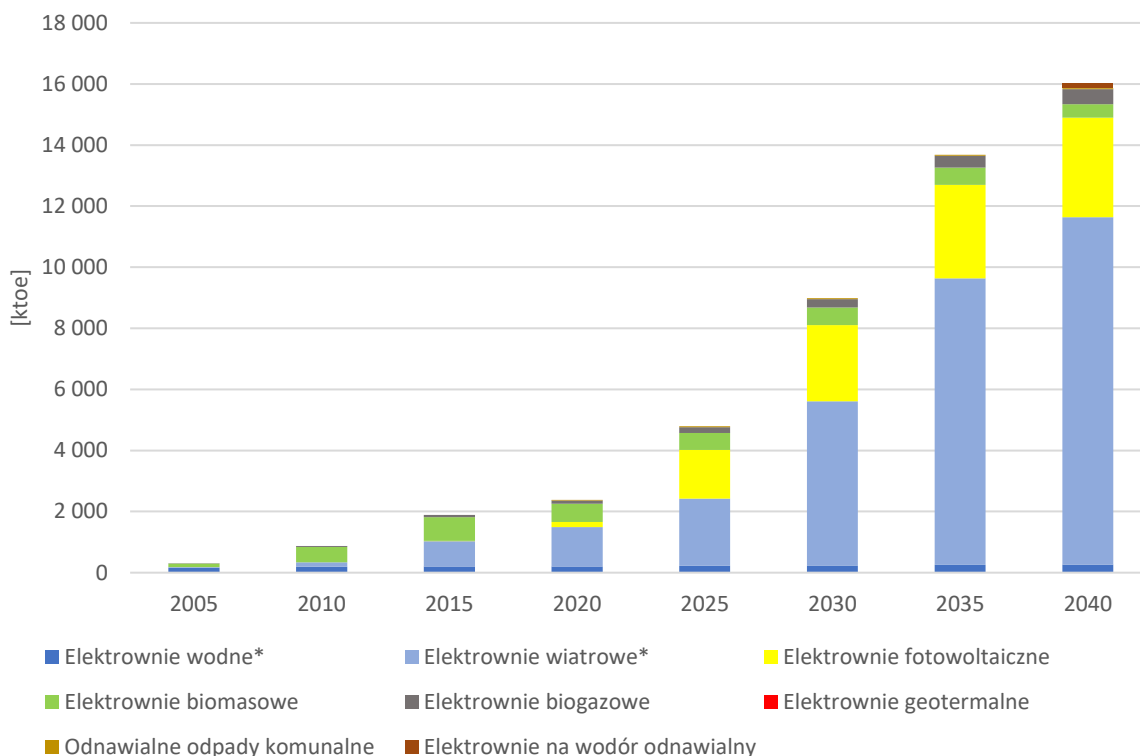
W tabelach (Tabela 1.23; Tabela 1.24; Tabela 1.25) zaprezentowano krajowe i sektorowe prognozy udziału OZE, wynikające z opisanych powyżej założeń.

Optymalizacja kosztowa, a także analiza możliwości rozwojowych oparta na dotychczasowych trendach oraz **przy braku działań nadzwyczajnych wybiegających poza dotychczasowe ramy prawne i regulacyjne**, wskazuje na możliwy do osiągnięcia **poziom udział OZE w końcowym zużyciu energii finalnej brutto w 2030 r. do 32%, w 2040 r. ok. 52%**. Udział OZE wzrasta dynamicznie we wszystkich sektorach - elektroenergetycznym, ciepłowniczym i transportowym.



Rysunek 1.5. Udział OZE w zużyciu końcowym energii brutto oraz w poszczególnych sektorach gospodarki

**W sektorze elektroenergetycznym, w okresie 2020-2030, udział OZE rośnie z poziomu 16,2% do 53,2% w 2030 r.** Głównym motorem tego wzrostu są technologie wiatrowe i słoneczne. Istotny wkład w realizację celu OZE w sektorze elektroenergetyki mają również instalacje spalające lub współspalające biomasę oraz instalacje biogazowe. Po 2040 coraz większą rolę w produkcji energii elektrycznej zaczynają odgrywać również gazy odnawialne.



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

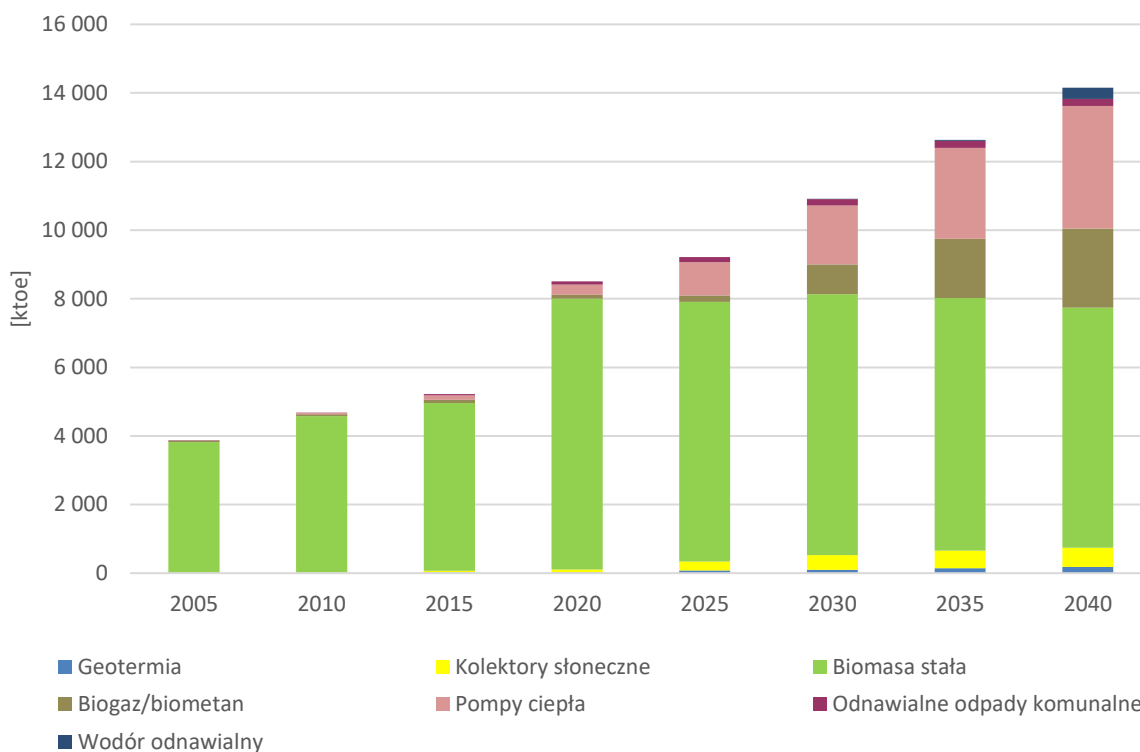
\* wartości znormalizowane

W sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa, gdzie występuje stosunkowo duży potencjał, udział OZE rośnie z **22,1% w 2020 r. do niecałych 36,5% w 2030 r.** (Tabela 1.23, Rysunek 1.7) ale osiągnięcie wskazanych w analizie wartości będzie wymagało skierowania znacznie większego niż do tej pory strumienia środków na transformację. Ciepłownictwo systemowe 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). Tymczasem sytuacja finansowa większości spółek ciepłowniczych jest trudna i nie pozwala na prowadzenie inwestycji w wymaganym zakresie. Dodatkowym ograniczeniem będzie konieczność spełnienia przez jednostki spalające biomasę kryteriów zrównoważonego rozwoju, które z pewnością będą wpływały na zmniejszenie dostępności tego surowca. W związku z czym, w sektorze tym liczba alternatyw jest dużo węższa niż w przypadku sektora elektroenergetycznego, jeśli chodzi o możliwe do zastosowania technologie bez- lub niskoemisyjne. Zgodnie z zaprezentowaną ścieżką, udział OZE rośnie w tempie uwzględniającym wymaganie wynikające z zapisów Dyrektywy REDIII tzn. minimum 0,8 pkt. proc. w latach 2021-2025 i 1,1, pkt. proc. w latach 2026-2030. Do udziału OZE w ciepłownictwie nie zaliczono ciepła i chłodu odpadowego oraz energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych wykorzystywanej do ogrzewania i chłodzenia.

Tabela 1.22. Pojemność magazynów ciepła w Polsce w ciepłownictwie systemowym w latach 2020-2040

|                                  | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 |
|----------------------------------|------|------|------|------|------|
| Pojemność magazynów ciepła (GWh) | 6    | 15   | 124  | 351  | 576  |

Zgodnie z zaprezentowaną ścieżką, udział OZE rośnie w ciepłownictwie w tempie uwzględniającym wymaganie wynikające z zapisów Dyrektywy REDIII tzn. minimum 0,8 pkt. proc. jako średnia roczna w latach 2021-2025 i 1,1, pkt. proc. jako średnia roczna w latach 2026-2030.



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

Sektor transportu jest tym obszarem, w którym zwiększanie udziału OZE w ogólnym zużyciu energii będzie szczególnie dużym wyzwaniem. Jak powszechnie wiadomo, możliwości wdrażania biopaliw i biokomponentów są ograniczone względami technicznymi i ekonomicznymi. Największe nadzieje pokłada się więc w elektryfikacji transportu drogowego, która biorąc pod uwagę stopień zamożności społeczeństwa, niekoniecznie będzie przebiegać według założonego w analizie scenariusza. Jak do tej pory rozwój rynku pojazdów elektrycznych oraz infrastruktury towarzyszącej odbiega od oczekiwań i założeń poprzedniego KPEiK na lata 2021-2030. Realizacja przedstawionego w analizie planu, wymagać będzie więc wdrożenia dodatkowych polityk i środków. Tymi dodatkowymi politykami i środkami będą przede wszystkim: wspieranie rozwoju elektromobilności m.in. poprzez dopłaty do zakupu pojazdów elektrycznych, rozbudowa infrastruktury ładowania akumulatorów/tankowania wodoru, wspieranie rozwoju rynku paliw alternatywnych takich jak biopaliwa II i III generacji, bioLNG/bioCNG oraz paliw węglowych z recyklingu (wartości planowanego zużycia wymienionych paliw znajdują się w tabeli –

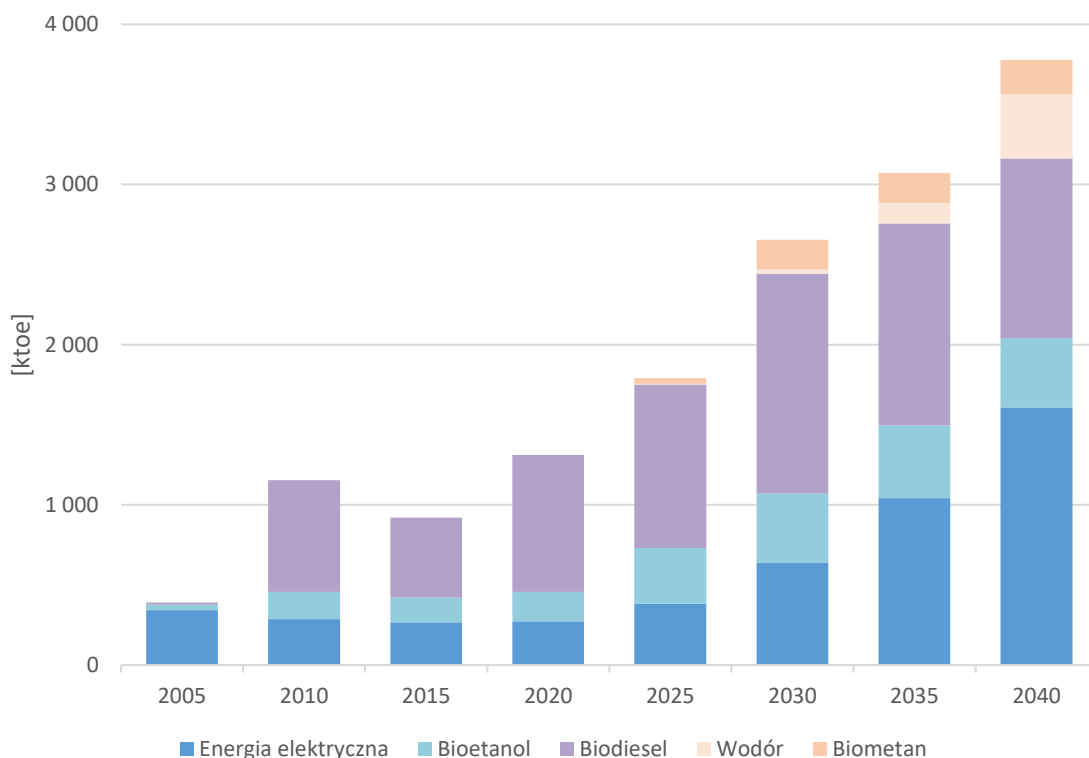


Tabela 1.26stnieje znaczący potencjał rozwoju produkcji biopaliw II generacji, ale konieczna jest głęboka zmiana gospodarki odpadowej. Przede wszystkim potrzebny jest lepszy odzysk odpadów, który pozwoliłby na większy dostęp do tłuszczów i uzasadniałby inwestycje w infrastrukturę produkcyjną biopaliw II generacji. W tym celu niezbędne są zmiany organizacyjne oraz regulacyjne, która zostaną zaproponowane w późniejszym okresie. W odniesieniu do biopaliw I generacji, Polska będzie wykorzystywać limit 6,1% udziału tego rodzaju biokomponentów, ze względu na racjonalność kosztową, czas niezbędny na wdrożenie nowych norm i dostosowanie rynku. Zgodnie z art. 26 ust. 1 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. (RED III), do obliczania końcowego zużycia energii brutto ze źródeł odnawialnych w danym państwie członkowskim, o którym to zużyciu mowa w art. 7, oraz minimalnego udziału energii odnawialnej i celu dotyczącego redukcji intensywności emisji gazów cieplarnianych, o którym mowa w art. 25 ust. 1 akapit pierwszy lit. a), udział biopaliw i biopłynów, jak również paliw z biomasy zużywanych w transporcie – jeśli są one produkowane z roślin spożywczych i pastewnych – nie może w tym państwie członkowskim przekraczać o więcej niż o 1 punkt procentowy udziału takich paliw w końcowym zużyciu energii w sektorze transportu w 2020 r., a maksymalnie może to być 7% końcowego zużycia energii w sektorze transportu w tym państwie członkowskim” (w 2020 r. wspomniany udział wynosił w Polsce 5,1%). Limit dla biopaliw I generacji w świetle obecnie obowiązujących przepisów unijnych został w obecnej wersji Planu odniesiony do końcowego zużycia energii w całym sektorze transportu, a nie tylko w transporcie drogowym i kolejowym jak przyjęto w poprzedniej wersji KPEiK z lipca 2025 r.

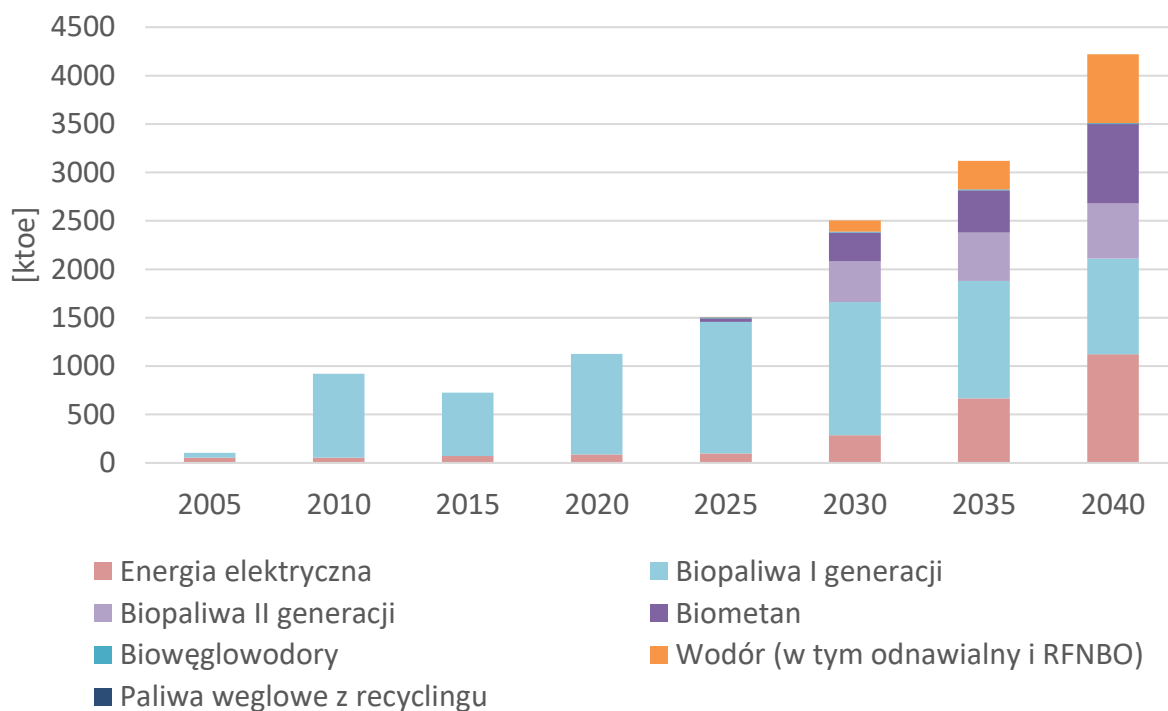
Przedstawione na rysunku wartości dotyczące roli biometanu w wypełnieniu celu OZE w transporcie wymagają dodatkowego komentarza. Podane w tabeli ilości nie są bezpośrednio używane w transporcie, ponieważ założono, że spółki paliwowe, na których ciąży obowiązek wypełnienia NCW (Narodowy Cel Wskaźnikowy) mogą go realizować także poprzez rozliczenie biometanu wtłaczanego do sieci gazowniczych. Biometan używany bezpośrednio w sektorze transportu to bioLNG i bioCNG w następujących ilościach: 185 ktoe w 2030 r. oraz 213 ktoe w 2040 r. Kolejnym elementem wymagającym skomentowania jest RFNBO w transporcie. Znaczna jego część uwzględniona w obliczeniach udziału OZE w transporcie, to wodor wykorzystywany w rafineriach w procesach produkcji paliw konwencjonalnych. Zgodnie z zapisami Dyrektywy REDIII ta część RFNBO może zostać zaliczona do celu transportowego. Przyjęto, że ok. 85% wodoru używanego w rafinerii to wodor wykorzystywany do produkcji paliw konwencjonalnych.

Kluczowym elementem warunkującym osiągnięcie planowanego poziomu udziału OZE jest przede wszystkim osiągnięcie celów w zakresie rozwoju rynku pojazdów z napędem elektrycznym. Do 2030 r. założono ok. 0,8 mln samochodów osobowych elektrycznych, natomiast w 2040 r. – 4,3 mln. Liczba autobusów komunikacji miejskiej ma wynieść ok. 5 tys. w 2030 r. i ok. 12 tys. w 2040 r. W 2030 liczba pojazdów napędzanych wodorem wynosi ok. 25 tys. szt., w tym 1,4 tys. autobusów (komunikacji miejskiej i pozamiejskiej) oraz 3 tys. ciężarówek i aut dostawczych. W 2040 r. całkowita liczba pojazdów na wodor wynosi 195 tys. szt., w tym: 20 tys. autobusów oraz 172 tys. ciężarówek i aut dostawczych. Wyniki analiz wskazują, że wodor w transporcie znajdzie największe zastosowanie w samochodach ciężarowych i autobusach pozamiejskich. Wynika to z faktu, że zastosowanie układów bateryjnych, czyli alternatywnego rozwiązania bezemisyjnego, w samochodach o dużej wadze, nie jest optymalnym rozwiązaniem, ze względu na to dodatkowe zwiększanie masy pojazdów. Rozwiązania oparte na wodrze charakteryzują się również większymi zasięgami na jednym tankowaniu.

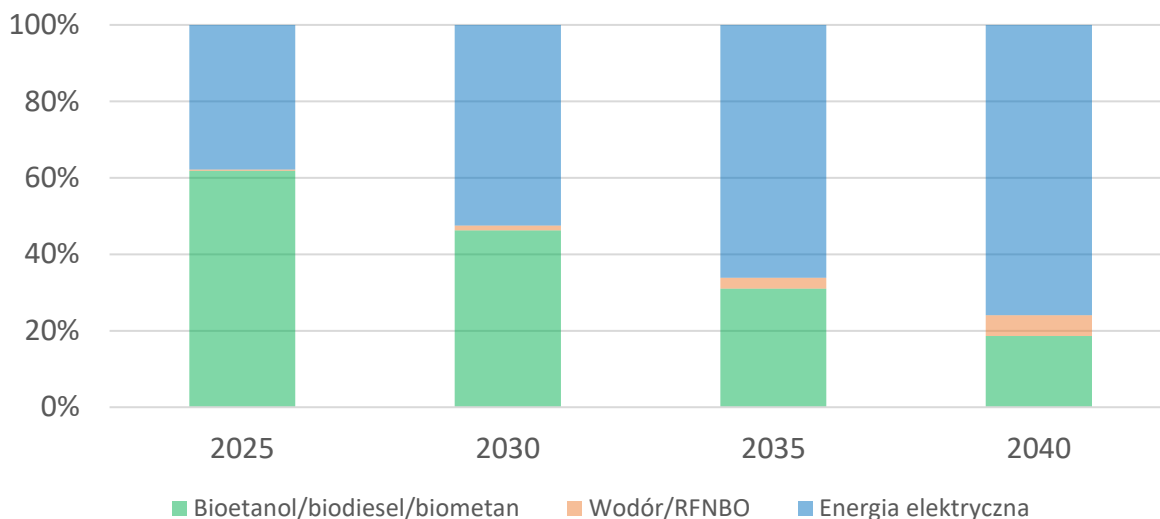
Wyniki analiz w zakresie **trajektorii wzrostu udziału OZE w transporcie wskazują na jego wzrost z poziomu 6,6% w 2020 r. do 16,5% w 2030 r.** (Tabela 1.23Rysunek 1.9) W kolejnych podokresach prognozy wzrasta on w tempie geometrycznym w miarę postępu w elektryfikacji transportu, napędzanej głównie spadkiem kosztów pojazdów elektrycznych (w tym napędzanych wodorem). **W 2040 r. udział ten wynosi 44,8%.**



Rysunek 1.8. Końcowe zużycie paliw i nośników energii zaliczanych do celu OZE\* w transporcie

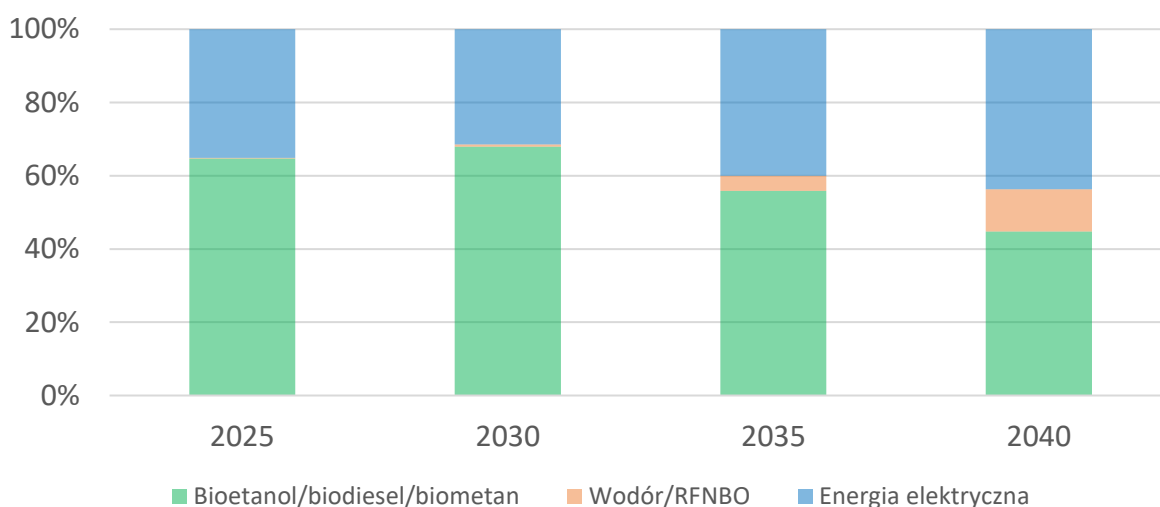


Rysunek 1.9. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - sektor transportu z uwzględnieniem mnożników dla rozliczenia celu OZE zgodnie z RED II [ktoe]



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) w 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 1.23. 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 | 73 351 | 68 325 | 64 349 | 61 506 |
|                                                                                               | Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych (numerator RES-OS)              | 4 229  | 6 421  | 7 767  | 11 926 | 15 323 | 21 828 | 28 103 | 32 146 |
|                                                                                               | Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w elektroenergetyce             | 257    | 824    | 1 818  | 2 292  | 4 692  | 8 696  | 13 016 | 14 896 |
|                                                                                               | Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w ciepłownictwie i chłodnictwie | 3 868  | 4 677  | 5 224  | 8 507  | 9 220  | 10 913 | 12 632 | 14 152 |
|                                                                                               | Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w transporcie                   | 178    | 993    | 824    | 1 291  | 1 508  | 2 505  | 3 121  | 4 220  |
| 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%  | 21,0%  | 32,0%  | 43,8%  | 52,3%  |
|                                                                                               | Udział energii z OZE w elektroenergetyce                                               | 2,5%   | 6,5%   | 13,4%  | 16,2%  | 31,3%  | 53,2%  | 71,1%  | 68,9%  |
|                                                                                               | Udział energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie                                   | 10,2%  | 11,8%  | 14,8%  | 22,1%  | 27,6%  | 36,5%  | 47,0%  | 56,7%  |
|                                                                                               | Udział energii z OZE w transporcie (z multiplikatorami)                                | 1,7%   | 6,6%   | 5,7%   | 6,6%   | 6,7%   | 16,5%  | 26,5%  | 44,8%  |

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

Tabela 1.24. 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 | 15 316 | 16 893 | 19 246 | 23 258 |
|                                                                                                    | Elektrownie wodne*                                                | 164    | 189    | 198    | 200    | 223    | 229    | 254    | 260    |
|                                                                                                    | Elektrownie wiatrowe*                                             | 17     | 146    | 833    | 1 294  | 2 206  | 5 377  | 9 380  | 11 372 |
|                                                                                                    | Elektrownie fotowoltaiczne                                        | 0      | 0      | 5      | 168    | 1 590  | 2 495  | 3 060  | 3 266  |
|                                                                                                    | Elektrownie biomasowe                                             | 120    | 508    | 776    | 596    | 558    | 583    | 572    | 445    |
|                                                                                                    | Elektrownie biogazowe                                             | 10     | 34     | 78     | 106    | 186    | 266    | 384    | 490    |
|                                                                                                    | Elektrownie geotermalne                                           | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      |
|                                                                                                    | Elektrownie na gazy odnawialne (biometan/biogaz/wodór odnawialny) | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 157    |
|                                                                                                    | Odnawialne odpady komunalne (frakcja BIO)                         | 0      | 0      | 0      | 16     | 26     | 32     | 32     | 28     |
| Udział poszczególnych rodzajów technologii w zużyciu energii z OZE w elektroenergetyce             | Elektrownie wodne                                                 | 52,7%  | 21,6%  | 10,5%  | 8,4%   | 4,7%   | 2,6%   | 1,9%   | 1,6%   |
|                                                                                                    | Elektrownie wiatrowe                                              | 5,5%   | 16,6%  | 44,1%  | 54,4%  | 46,1%  | 59,9%  | 68,6%  | 71,0%  |
|                                                                                                    | Elektrownie fotowoltaiczne                                        | 0,0%   | 0,0%   | 0,3%   | 7,1%   | 33,2%  | 27,8%  | 22,4%  | 20,4%  |
|                                                                                                    | Elektrownie biomasowe                                             | 38,6%  | 57,9%  | 41,1%  | 25,0%  | 11,7%  | 6,5%   | 4,2%   | 2,8%   |
|                                                                                                    | Elektrownie biogazowe                                             | 3,2%   | 3,9%   | 4,1%   | 4,5%   | 3,9%   | 3,0%   | 2,8%   | 3,1%   |
|                                                                                                    | Elektrownie geotermalne                                           | 0,0%   | 0,0%   | 0,0%   | 0,0%   | 0,0%   | 0,0%   | 0,0%   | 0,0%   |
|                                                                                                    | Elektrownie na gazy odnawialne (biometan/biogaz/wodór odnawialny) | 3,2%   | 3,9%   | 4,1%   | 4,5%   | 0,0%   | 0,0%   | 0,0%   | 1,0%   |
|                                                                                                    | Odnawialne odpady komunalne (frakcja BIO)                         | 0,0%   | 0,0%   | 0,0%   | 0,7%   | 0,5%   | 0,4%   | 0,2%   | 0,2%   |

\*wartości znormalizowane

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

Tabela 1.25. 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 | 33 401 | 29 911 | 26 898 | 24 945 |
|                                                                                                      | Geotermia                                                                            | 11     | 13     | 22     | 26     | 78     | 97     | 146    | 181    |
|                                                                                                      | Kolektory słoneczne                                                                  | 0      | 10     | 45     | 80     | 267    | 428    | 513    | 557    |
|                                                                                                      | Biomasa stała                                                                        | 3 814  | 4 555  | 4 896  | 7 892  | 7 562  | 7 608  | 7 359  | 7 001  |
|                                                                                                      | Gazy odnawialne (biogaz/ biometan/wodór odnawialny)                                  | 41     | 51     | 88     | 114    | 193    | 871    | 1 759  | 2 636  |
|                                                                                                      | Pompy ciepła                                                                         | 0      | 45     | 133    | 298    | 971    | 1 715  | 2 646  | 3 567  |
|                                                                                                      | Odnawialne odpady komunalne (frakcja BIO)                                            | 1      | 3      | 40     | 97     | 150    | 193    | 210    | 209    |
| Udział poszczególnych rodzajów technologii w zużyciu energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie   | Geotermia                                                                            | 0,3%   | 0,3%   | 0,4%   | 0,3%   | 0,8%   | 0,9%   | 1,2%   | 1,3%   |
|                                                                                                      | Kolektory słoneczne                                                                  | 0,0%   | 0,2%   | 0,9%   | 0,9%   | 2,9%   | 3,9%   | 4,1%   | 3,9%   |
|                                                                                                      | Biomasa stała                                                                        | 98,6%  | 97,4%  | 93,7%  | 92,8%  | 82,0%  | 69,7%  | 58,3%  | 49,5%  |
|                                                                                                      | Gazy odnawialne (biogaz/ biometan/wodór odnawialny)                                  | 1,1%   | 1,1%   | 1,7%   | 1,3%   | 2,1%   | 8,0%   | 13,9%  | 18,5%  |
|                                                                                                      | Pompy ciepła                                                                         | 0,0%   | 1,0%   | 2,5%   | 3,5%   | 10,5%  | 15,7%  | 20,9%  | 25,2%  |
|                                                                                                      | Odnawialne odpady komunalne (frakcja BIO)                                            | 0,0%   | 0,1%   | 0,8%   | 1,1%   | 1,6%   | 1,8%   | 1,7%   | 1,5%   |

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

Tabela 1.26. Sektor transportu – uwzględnieniem mnożników dla rozliczenia celu OZE zgodnie z RED II.

|                                                                                                     |                                                                                   | 2005   | 2010   | 2015   | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040   |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na paliwa i technologie - sektor transportu [ktoe] | Końcowe zużycie energii brutto w transporcie (denominator RES-T)                  | 10 189 | 14 957 | 14 493 | 19 628 | 24 360 | 22 739 | 21 240 | 19 741 |
|                                                                                                     | Energia elektryczna                                                               | 54     | 53     | 72     | 88     | 97     | 286    | 666    | 1 122  |
|                                                                                                     | Biopaliwa I generacji                                                             | 50     | 867    | 653    | 1 005  | 1 311  | 1 377  | 1 214  | 989    |
|                                                                                                     | Biopaliwa II generacji                                                            | 0      | 0      | 0      | 35     | 50     | 420    | 500    | 570    |
|                                                                                                     | Biometan                                                                          | 0      | 0      | 0      | 0      | 35     | 295    | 436    | 819    |
|                                                                                                     | Biowęglowodory                                                                    | 0      | 0      | 0      | 0      | 10     | 10     | 10     | 11     |
|                                                                                                     | Wodór (w tym: odnawialny i RFNBO)                                                 | 0      | 0      | 0      | 0      | 5      | 117    | 295    | 709    |
|                                                                                                     | 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      | 15     | 103    | 378    | 786    |
|                                                                                                     | Zużycie energii elektrycznej na cele transportu kolejowego zakwalifikowane do OZE | 48     | 47     | 65     | 80     | 82     | 182    | 286    | 334    |
|                                                                                                     | Zużycie energii elektrycznej w transporcie rurociągowym zakwalifikowane do OZE    | 6      | 6      | 7      | 6      | 1      | 2      | 2      | 2      |
| Udział energii elektrycznej w zużyciu energii z OZE w transporcie [%]                               | Energia elektryczna                                                               | 52,3%  | 5,8%   | 9,9%   | 7,8%   | 6,5%   | 11,4%  | 21,3%  | 26,6%  |
|                                                                                                     | Biopaliwa                                                                         | 47,7%  | 94,2%  | 90,1%  | 92,2%  | 90,3%  | 71,7%  | 54,9%  | 37,0%  |
|                                                                                                     | Pozostałe (wodór, biometan, paliwa węglowe z recyklingu, biowęglowodory)          | 0,0%   | 0,0%   | 0,0%   | 0,0%   | 3,3%   | 16,8%  | 23,7%  | 36,5%  |
|                                                                                                     | Udział energii elektrycznej na cele transportu drogowego                          | 0,5%   | 0,7%   | 0,7%   | 2,3%   | 15,0%  | 35,8%  | 56,7%  | 70,1%  |
|                                                                                                     | Udział energii elektrycznej na cele transportu kolejowego                         | 89,0%  | 88,8%  | 90,1%  | 91,1%  | 83,9%  | 63,6%  | 43,0%  | 29,7%  |
|                                                                                                     | Udział energii elektrycznej na cele innych rodzajów transportu                    | 10,5%  | 10,5%  | 9,2%   | 6,5%   | 1,1%   | 0,6%   | 0,3%   | 0,2%   |
|                                                                                                     | Całkowite zużycie energii elektrycznej w transporcie [ktoe]                       | 343,0  | 287,0  | 267,2  | 273    | 383    | 641    | 1042   | 1608   |
|                                                                                                     | Rzeczywiste zużycie energii elektrycznej na cele transportu drogowego [ktoe]      | 1,8    | 2,0    | 1,9    | 6      | 57     | 230    | 591    | 1127   |
|                                                                                                     | Rzeczywiste zużycie energii elektrycznej na cele transportu kolejowego [ktoe]     | 305,2  | 254,9  | 240,6  | 249    | 321    | 408    | 448    | 478    |
|                                                                                                     | Rzeczywiste zużycie energii elektrycznej w transporcie rurociągowym [ktoe]        | 36,0   | 30,2   | 24,7   | 18     | 4      | 4      | 3      | 3      |

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., EurosSHARES

## 1.2.2. Wykorzystanie OZE w budynkach i w przemyśle

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

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

Najszybciej rozwijającą się technologią w budynkach będzie nadal fotowoltaika (charakteryzująca się największą dynamiką redukcji kosztów i stanowiąca wygodne rozwiązanie techniczne dla gospodarstw domowych, wspólnot mieszkaniowych oraz budynków usługowych).

W tabelach (Tabela 1.27; Tabela 1.28) 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>8</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 1.27. 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           | 10 722       | 0                    |
|                                    | 2030 | 13          | 15 623       | 1                    |
|                                    | 2035 | 17          | 19 822       | 1                    |
|                                    | 2040 | 21          | 22 626       | 2                    |
| Zużycie na własne potrzeby [GWh]   | 2015 | 0           | 5            | 0                    |
|                                    | 2020 | 0           | 458          | 0                    |
|                                    | 2025 | 6           | 3 217        | 0                    |
|                                    | 2030 | 10          | 5 468        | 0                    |
|                                    | 2035 | 13          | 7 929        | 0                    |
|                                    | 2040 | 17          | 10 182       | 0                    |
| Energia wprowadzona do sieci [GWh] | 2015 | 0           | 4            | 0                    |
|                                    | 2020 | 0           | 1 069        | 0                    |
|                                    | 2025 | 2           | 7 506        | 0                    |

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

<sup>8</sup> „Zbiorcze informacje dotyczące wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub małej instalacji za 2020, 2021 i 2022 r. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa.

|  | rok  | Biogazownie | Fotowoltaika | Elektrownie wiatrowe |
|--|------|-------------|--------------|----------------------|
|  | 2030 | 3           | 10 155       | 1                    |
|  | 2035 | 3           | 11 893       | 1                    |
|  | 2040 | 4           | 12 444       | 1                    |

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

Tabela 1.28. 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            | 305          |
| 2025 | 4           | 267                 | 2 282            | 950          |
| 2030 | 6           | 428                 | 2 602            | 1 578        |
| 2035 | 8           | 513                 | 2 451            | 2 239        |
| 2040 | 11          | 557                 | 2 261            | 2 824        |

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

W tabeli zaprezentowano projekcje wykorzystania OZE w budynkach, w podziale na źródła oraz projekcje udziału w zużyciu energii w tych obiektach. Z danych tych wynika wzrost z ok. 24% w 2020 r. i do ok. 44% w 2030 r. Spadek udziału OZE w porównaniu z poprzednią wersją KPEiK wynika z korekt dokonanych w metodyce liczenia udziału. Zmiany dotyczyły ilości energii elektrycznej zaliczanej do jego udziału z instalacji PV.

Tabela 1.29 OZE w budynkach [ktoe]

|                                   | 2020          | 2025          | 2030          | 2035          | 2040          |
|-----------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Energia elektryczna               | 39            | 277           | 471           | 683           | 877           |
| Energia elektryczna z sieci (OZE) | 1 000         | 1 676         | 3 133         | 4 660         | 6 567         |
| Ciepło z sieci (OZE)              | 259           | 415           | 655           | 1 006         | 1 465         |
| Geotermalna                       | 26            | 78            | 97            | 146           | 181           |
| Słońce                            | 104           | 260           | 406           | 468           | 461           |
| Biomasa                           | 4 876         | 4 080         | 3 914         | 3 559         | 3 202         |
| Biometan                          | 0             | 0             | 110           | 248           | 606           |
| Pompy ciepła                      | 210           | 950           | 1 578         | 2 239         | 2 824         |
| <b>Produkcja z OZE ogółem</b>     | <b>6 515</b>  | <b>7 735</b>  | <b>10 363</b> | <b>13 008</b> | <b>16 183</b> |
| <b>Zużycie energii ogółem</b>     | <b>27 376</b> | <b>25 632</b> | <b>23 448</b> | <b>21 523</b> | <b>20 687</b> |
| <b>Udział OZE [%]</b>             | <b>23,8%</b>  | <b>30,2%</b>  | <b>44,2%</b>  | <b>60,4%</b>  | <b>78,2%</b>  |

W tabeli (Tabela 1.30) zaprezentowano projekcje wykorzystania OZE w przemyśle w podziale na źródła oraz projekcje udziału w zużyciu energii ogółem. Z danych tych wynika wzrost udziału OZE w budynkach z ok. 25% w 2020 r. do ok. 44% w 2030 r. i następnie 78% w 2040 r. Z kolei w przemyśle udział OZE wzrasta z poziomu ok. 12,7% w 2020 r. do prawie 30% w 2030 i 49% w 2040 r.

Tabela 1.30. OZE w przemyśle [ktoe]

|                                   | 2020  | 2025  | 2030  | 2035  | 2040  |
|-----------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Energia elektryczna z sieci (OZE) | 755   | 1 346 | 2 250 | 3 026 | 3 032 |
| Odpady odnawialne                 | 90    | 102   | 112   | 123   | 137   |
| Biogaz                            | 23    | 34    | 46    | 58    | 70    |
| Wiatr                             | 65    | 110   | 269   | 469   | 569   |
| Słońce                            | 8     | 80    | 187   | 306   | 408   |
| Biomasa                           | 1 807 | 2 301 | 2 195 | 2 152 | 2 171 |
| Biometan                          | 0     | 0     | 582   | 1 134 | 1 544 |

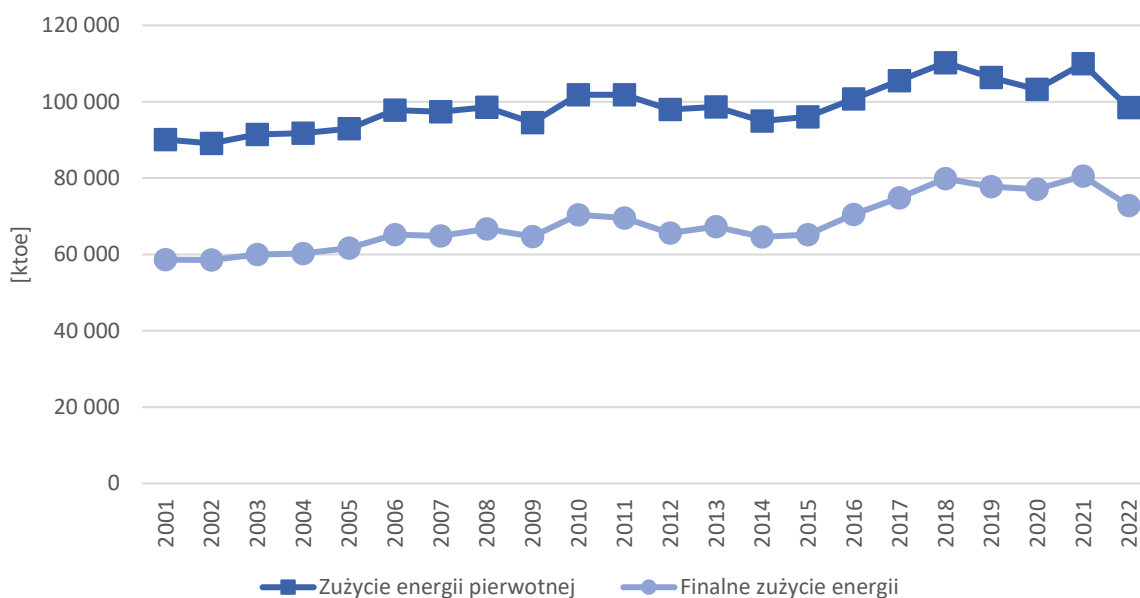


|                        | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040   |
|------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Wodór odnawialny       | 0      | 0      | 216    | 487    | 1 208  |
| Produkcja z OZE ogółem | 2 748  | 3 973  | 5 857  | 7 755  | 9 138  |
| Zużycie energii ogółem | 21 716 | 20 996 | 19 806 | 19 232 | 18 550 |
| Udział OZE [%]         | 12,7%  | 18,9%  | 29,6%  | 40,3%  | 49,3%  |

## 2. Wymiar „efektywność energetyczna”

W latach 2012–2023 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 2,4%. Najszybsze tempo poprawy efektywności energetycznej odnotowano w przemyśle (o 1,9%). Całkowite zużycie energii pierwotnej wzrosło w latach 2012–2022 z 92,8 Mtoe do 98,5 Mtoe (tj. skumulowany roczny wskaźnik wzrostu – 0,6%). Natomiast finalne zużycie energii wzrosło w analizowanym okresie z 64,4 do 72,4 Mtoe (tj. skumulowany roczny wskaźnik wzrostu – 1,2%). Zarówno zużycie całkowite, jak i finalne osiągnęło najwyższą wartość w 2018 r. (było to odpowiednio 104,1 Mtoe oraz 74,9 Mtoe).

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>9</sup>

W 2022 r., w odniesieniu do 2012 r., energochłonność pierwotna PKB obniżyła się o 23,5%, a energochłonność finalna o 21,9%. Po uwzględnieniu korekty klimatycznej tempo poprawy wskaźnika energochłonności pierwotnej PKB było nieznacznie wyższe i wynosiło 22,1%, natomiast dla energochłonności finalnej PKB było niższe i wynosiło 19,6%<sup>32</sup>.

<sup>9</sup> „Efektywność wykorzystania energii w latach 2011-2021”. Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, 15.06.2023 r.

## 2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej

W tabeli (Tabela 2.1) i na rysunku (Rysunek 2.2) przedstawiono historyczne i prognozowane krajowe zużycie energii pierwotnej i finalnej (z uwzględnieniem zużycia nieenergetycznego) dla scenariusza WAM. Z uzyskanych danych wynika spadek zapotrzebowania na energię pierwotną w kraju w latach 2020-2030 z poziomu 103,3 Mtoe do 88,1 Mtoe w 2030 r. i następnie dalszy stopniowy spadek w kolejnych okresach. Finalne zużycie energii spada w rozpatrywanym okresie z poziomu 77,1 Mtoe do 69,8 Mtoe w 2030 r. i następnie do 62,3 Mtoe w 2040 r. Z punktu widzenia celów wyznaczonych w zakresie redukcji zużycia energii pierwotnej i finalnej istotniejszy jest wskaźnik oznaczony w tabeli jako zużycie energii pierwotnej i finalnej (Europa 2020-2030). Zgodnie z zaprezentowanymi danymi wynikowymi, **zużycie energii pierwotnej ulega redukcji o 13,5% w porównaniu ze scenariuszem referencyjnym PRIMES 2020**. Wynik ten mieści się w celu wyznaczonym w dyrektywie EED (wynoszącym dla Polski 14,2% +/- 2,5%). **W odniesieniu do zużycia energii finalnej, uzyskana redukcja w porównaniu ze scenariuszem referencyjnym PRIMES 2020 wynosi 4,1%.** Wymagany w dyrektywie EED cel dla Polski wynosi 12,8% +/- 2,5%. Cel ten plasuje się zatem poniżej wyznaczonego dla Polski poziomu. Biorąc pod uwagę obecne zużycie energii finalnej i stopień rozwoju gospodarczego kraju, osiągnięcie tak głębokich redukcji, w tak krótkim czasie jest niemożliwe, pomimo intensyfikacji działań w tym zakresie. Proste oszczędności zostały już dawno wykorzystane, a pozyskanie kolejnych będzie procesem żmudnym, czasochłonnym i przede wszystkim kapitałochłonnym. Niemniej jednak administracja rządowa będzie podejmowała szereg inicjatyw, aby podnosić efektywność energetyczną we wszystkich sektorach gospodarki narodowej, w celu osiągnięcia możliwie najwyższych oszczędności zgodnie z zasadą „efektywność energetyczna przede wszystkim”. Obszar ten stanowi najwyższy priorytet zarówno tego aktualizowanego KPEiK jak i strategii rządu. Zgodnie z zaprezentowaną projekcją, redukcja energii finalnej w kolejnych okresach nabiera tempa i w 2040 r. wynosi 14,2%.

W scenariuszu WAM założono cały szereg dodatkowych działań zmierzających do osiągnięcia w zakresie energii finalnej i pierwotnej, począwszy od zwiększenia zakresu termomodernizacji budynków (zarówno wielorodzinnych i jednorodzinnych w mieście i na wsi, jak i usługowych) zgodnie z projektem KPRB<sup>10</sup>. Założono przyspieszenie procesu cyfryzacji i zaawansowanej optymalizacji instalacji grzewczych w gospodarstwach domowych oraz budynkach usługowych. Rozwiązania te otwierają nowe możliwości oszczędności i są zgodne z wymogami unijnymi (art.8 EPBD), podkreślającymi znaczenie systemów technicznych budynków dla zwiększenia ich efektywności energetycznej. Obecnie, jedynie 47% gosp. domowych ma termostaty grzejnikowe dla podstawowej kontroli temperatury, tylko 3% wykorzystuje zaawansowane termostaty do regulacji w różnych pomieszczeniach, odbiorcy ciepła systemowego, tylko w 14% rozliczają zużycie energii na podstawie rzeczywistych pomiarów, 37% używa przybliżonych metod, głównie podzielników ciepła, a 47% stosuje inne metody, najczęściej oparte na powierzchni mieszkania.

Wśród działań mających na celu obniżenie energochłonności budynków znalazły się:

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

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

Kluczowymi działaniami w tym obszarze są przede wszystkim:

<sup>10</sup> <https://www.kape.gov.pl/blog/aktualnosci-kape-1/krajowy-plan-renowacji-budynkow-730>

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

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

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

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

Propozycje, które mają na celu podniesienie efektywności energetycznej na poziomie krajowym, ale również wsparcie gospodarstw domowych oraz przedsiębiorstw w bardziej świadomym zarządzaniu zużyciem energii:

1. Uruchomienie Programu Optymalizacji Systemów Grzewczych

Zalecane jest stworzenie dedykowanego programu, którego celem będzie kompleksowa optymalizacja systemów grzewczych. Program ten powinien obejmować wsparcie finansowe oraz doradcze dla odbiorców zainteresowanych modernizacją istniejących instalacji, jak również promowanie najnowszych rozwiązań w zakresie instalacji grzewczych.

2. Utworzenie i certyfikacja sieci ekspertów ds. efektywności energetycznej

Propozycja dotyczy uruchomienia oficjalnej platformy, takiej jak <https://www.peee.gov.pl/>, dla certyfikowanych ekspertów ds. efektywności energetycznej. Eksperci, po spełnieniu wymogów i odbyciu specjalistycznych szkoleń, zostaną akredytowani do oferowania doradztwa w zakresie optymalizacji zużycia energii oraz wsparcia w aplikowaniu o dotacje na rzecz efektywności energetycznej. System ten zwiększy dostępność wysoko kwalifikowanych specjalistów dla klientów, co umożliwi im efektywne zarządzanie własnymi potrzebami energetycznymi. Klienci będą mogli zgłaszać się do programu przy pomocy zatwierdzonego eksperta, który zweryfikuje i dostosuje rozwiązania do ich indywidualnych potrzeb. Proces ten gwarantuje utrzymanie wysokich standardów usług i zwiększa zaufanie do systemu.

3. Wdrożenie narzędzia – kalkulatora oszczędności energetycznych

Wdrożenie oficjalnego kalkulatora oszczędności energetycznych, opracowanego i aktualizowanego regularnie np. przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, i stosowanego przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Takie narzędzie online pozwoliłoby użytkownikom gospodarstw domowych i przedsiębiorstwom na łatwe i interaktywne obliczanie potencjalnych oszczędności wynikających z działań optymalizacyjnych. Kalkulator powinien również wykorzystywać dane prognostyczne dotyczące cen energii i gazu pochodzące z Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE). Firmy korzystające z publicznych środków przy składaniu ofert powinny być zobowiązane do stosowania tego narzędzia, co zagwarantuje standaryzację i wiarygodność przewidywanych oszczędności energetycznych.

4. Poprawa Dostępności i Jakości Informacji dla Użytkowników Końcowych

Należy zintensyfikować działania mające na celu poprawę dostępności i jakości informacji dotyczących efektywności energetycznej. Zobowiązanie dostawców energii do dołączania do rachunków porównawczych analiz zużycia wraz z praktycznymi wskazówkami dotyczącymi oszczędności może stanowić ważny krok w kierunku zwiększenia świadomości energetycznej. Informacje te powinny być prezentowane w sposób przystępny, umożliwiając odbiorcom łatwe zrozumienie ich własnego zużycia

w kontekście regionalnych średnich oraz identyfikację potencjalnych obszarów oszczędności. 5. Wsparcie dla Ustawień Urządzeń Sprzyjających Oszczędnościom Energetycznym Rekomendujemy pracę nad wprowadzeniem wymogów dla producentów instalacji grzewczych stosowania fabrycznie ustawień urządzeń domowych i systemów grzewczych, które sprzyjają oszczędnościom energetycznym, takich jak automatyczne obniżanie temperatury w nocy czy utrzymanie bazowej temperatury na poziomie 20°C<sup>11</sup>.

W przemyśle założono wygenerowanie **dodatkowych oszczędności na poziomie ok. 0,88 Mtoe** w napędach elektrycznych oraz modernizacji źródeł ciepła wysoko- i niskotemperaturowego. Optymalizacja pracy maszyn oraz uzyskanie jak najwyższej efektywności energetycznej i eksploatacyjnej silników elektrycznych pozwala uzyskać wielostronne korzyści zarówno w budżecie każdego przedsiębiorstwa, jak i w skali globalnej: oszczędności bezpośrednie (mniejsze zużycie energii elektrycznej), oszczędności pośrednie (dłuższy czas użytkowania, mniejsza awaryjność, mniejsze koszty serwisu, redukcja kosztów przestojów) i ochrona środowiska naturalnego (zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub>). Z analiz eksperckich wynika, że w przemysłowych układach napędowych najczęściej stosowane są silniki asynchroniczne średniej mocy (definiowanej jako moc od 7 kW do 1 MW). Większość z nich to silniki indukcyjne klatkowe. To w ich optymalizacji kryją się wspomniane rezerwy i potencjalne oszczędności. .

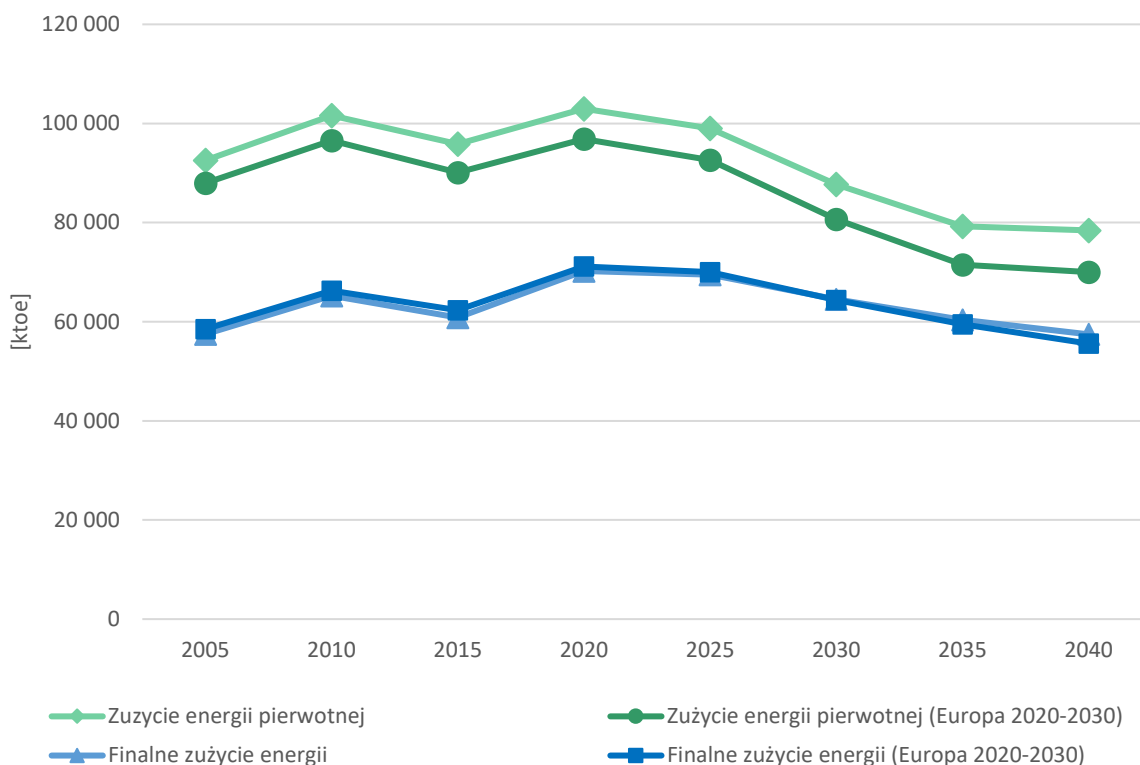
Tabela 2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem [ktoe]

|                                                      | 2005          | 2010          | 2015          | 2020          | 2025          | 2030          | 2035          | 2040          |
|------------------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Zużycie energii pierwotnej*                          | 92 905        | 101 819       | 96 061        | 103 280       | 99 419        | 88 134        | 79 698        | 78 923        |
| Zużycie energii pierwotnej                           | 92 582        | 101 604       | 95 868        | 102 979       | 99 032        | 87 694        | 79 233        | 78 430        |
| <b>Zużycie energii pierwotnej (Europa 2020-2030)</b> | <b>87 974</b> | <b>96 590</b> | <b>90 075</b> | <b>96 859</b> | <b>92 600</b> | <b>80 700</b> | <b>71 471</b> | <b>70 019</b> |
| Finalne zużycie energii*                             | 61 700        | 70 380        | 65 169        | 77 134        | 74 964        | 69 787        | 65 504        | 62 300        |
| Finalne zużycie energii                              | 57 473        | 65 250        | 60 863        | 70 235        | 69 504        | 64 508        | 60 388        | 57 456        |
| <b>Finalne zużycie energii (Europa 2020-2021)</b>    | <b>58 487</b> | <b>66 283</b> | <b>62 299</b> | <b>71 145</b> | <b>69 986</b> | <b>64 394</b> | <b>59 495</b> | <b>55 593</b> |

\*ze zużyciem nieenergetycznym

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

<sup>11</sup> „Rekomendacje dla Krajowego Planu Energii i Klimatu. Efektywność energetyczna”. Forum Energii. Warszawa, maj 2024 r.



Rysunek 2.2. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem

## 2.2. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory

Ścieżki zmian zapotrzebowania finalnego na energię ogółem i w podziale na sektory zaprezentowano w tabeli (Tabela 2.2) oraz na rysunku (Rysunek 2.3)

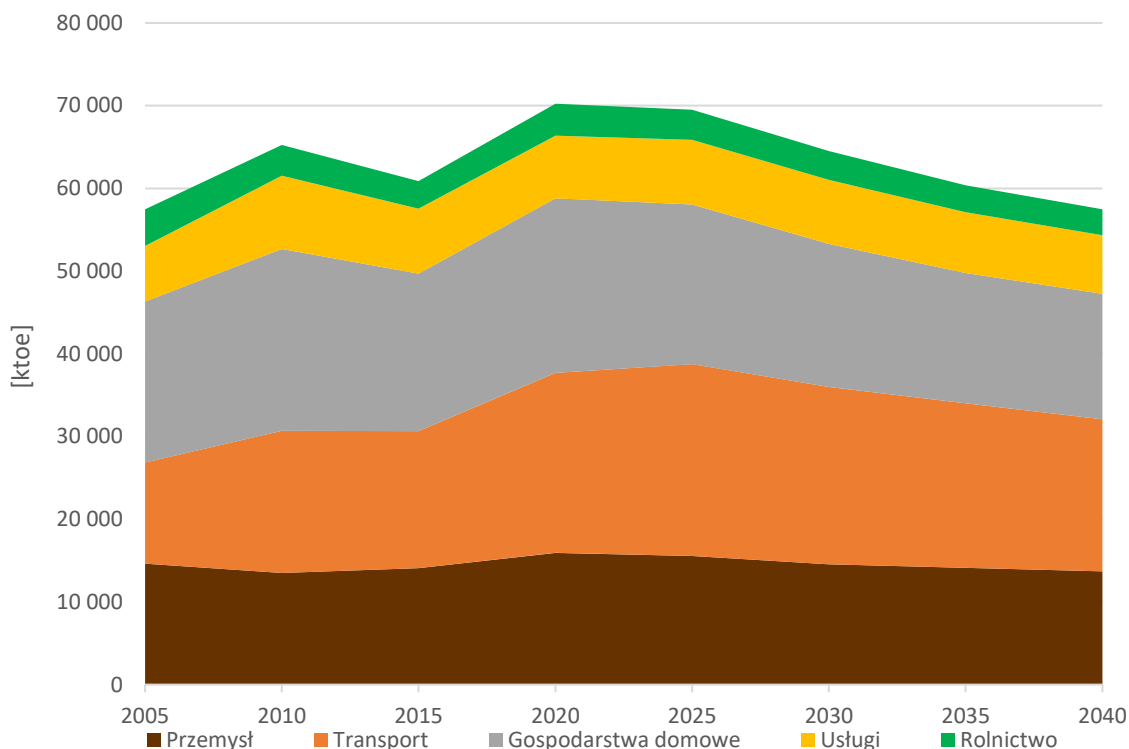
Zgodnie z otrzymanymi wynikami prognoz, zużycie finalnej energii (bez zużycia nieenergetycznego) spada w latach 2020-2030 z poziomu 70,2 Mtoe do 64,5 Mtoe. Na koniec prognozy osiąga wartość 52,4 Mtoe. Przedstawiona trajektoria zakłada spadek zużycia finalnego w latach 2020-2040 we wszystkich sektorach gospodarki krajowej. Z dzisiejszej perspektywy, najtrudniej będzie osiągnąć istotną redukcję zużycia energii w ciągu najbliższych sześciu lat w sektorze transportu. Jest to sektor, który – w ślad za wzrostem gospodarczym – ciągle się rozwija. W późniejszym okresie, wraz z rozwojem nowych efektywniejszych technologii transportowych oraz popularyzacji transportu zbiorowego jest szansa na dalsze obniżenie energochłonności transportu, ale jest to uzależnione od tempa wzrostu zamożności społeczeństwa oraz skuteczności zakładanych mechanizmów wsparcia polityki zrównoważonego transportu.

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 | 15 536 | 14 528 | 14 116 | 13 706 |
| Transport           | 12 223 | 17 187 | 16 561 | 21 779 | 23 217 | 21 464 | 19 896 | 18 355 |
| w tym: pasażerski   | b.d.   | b.d.   | 8 985  | 11 002 | 12 253 | 10 850 | 10 333 | 9 749  |
| towarowy            | b.d.   | b.d.   | 7 496  | 10 695 | 10 880 | 10 528 | 9 476  | 8 518  |
| pojazdy spec.       | b.d.   | b.d.   | 79     | 82     | 84     | 86     | 87     | 87     |
| Gospodarstwa domowe | 19 467 | 22 002 | 19 032 | 21 101 | 19 310 | 17 301 | 15 759 | 15 210 |
| Usługi              | 6 730  | 8 833  | 7 842  | 7 565  | 7 799  | 7 746  | 7 332  | 7 066  |
| Rolnictwo           | 4 438  | 3 730  | 3 330  | 3 869  | 3 642  | 3 470  | 3 285  | 3 119  |

|              | 2005          | 2010          | 2015          | 2020          | 2025          | 2030          | 2035          | 2040          |
|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| <b>RAZEM</b> | <b>57 473</b> | <b>65 250</b> | <b>60 863</b> | <b>70 235</b> | <b>69 504</b> | <b>64 508</b> | <b>60 388</b> | <b>57 456</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).

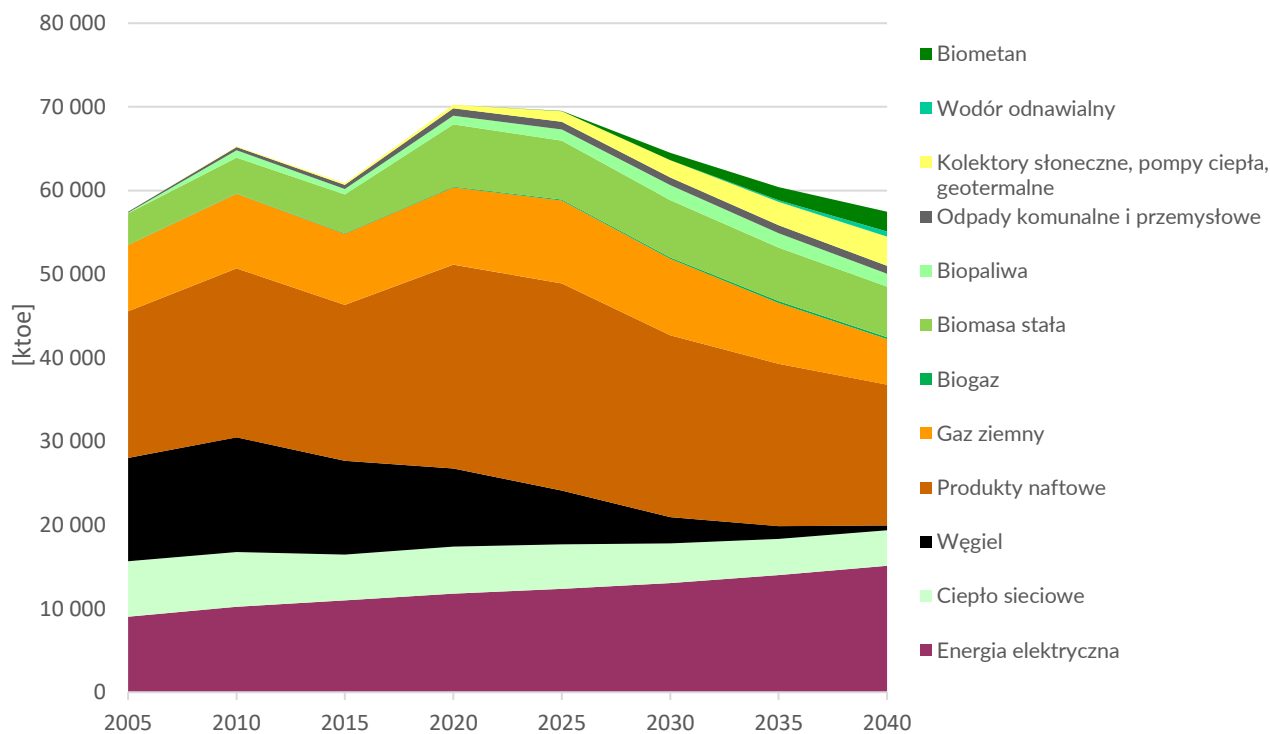
Znacząco spada zużycie węgla (z 13% w 2020 r. do 5% w 2030 r. i niemalże zera w 2040 r.). Spadek zużycia węgla kamiennego związany jest głównie z procesem unowocześniania zakładów produkcyjnych (w sektorze przemysłu), w dużej mierze na skutek funkcjonowania systemu EU ETS, czego konsekwencją jest przechodzenie na paliwa i nośniki takie jak: OZE czy energia elektryczna. W następnej kolejności na spadek zużycia węgla wpływać będzie również proces wymiany starych, nieefektywnych kotłów w gospodarstwach domowych, wspierany z jednej strony dopłatami (np. z programu Czyste Powietrze), a z drugiej dodatkowymi kosztami wynikającymi z funkcjonowania systemu ETS2 (które nawet jak wejdą z opóźnieniem w stosunku do pierwotnych planów, będą znaczącym czynnikiem wymuszającym zmiany). Procesy te są wzmacniane, m.in. wprowadzanymi na szczeblu regionalnym uchwałami antysmogowymi, zabraniającymi stosowania kotłów na paliwa stałe.

Istotnie wzrasta zużycie energii elektrycznej oraz energii z odnawialnych źródeł energii, co jest charakterystycznym trendem obserwowanym w gospodarkach przechodzących transformację energetyczną. Gaz ziemny okresowo wzrasta, ale w długiej i średniej perspektywie jego udział w finalnym zużyciu energii stopniowo spada, ponieważ jako paliwo emitujące gazy cieplarniane, również jest stopniowo wypierane przez OZE. Przewidywany jest również stopniowy spadek zapotrzebowania na ciepło sieciowe. Jest on wynikiem założeń dotyczących zakrojonych na szeroką skalę działań termomodernizacyjnych i założeń dotyczących liczby stopniogrzań (HDD, ang. *heating degree days*).

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        | 12 380        | 13 064        | 14 005        | 15 121        |
| Ciepło sieciowe                                | 6 634         | 6 547         | 5 462         | 5 603         | 5 317         | 4 752         | 4 338         | 4 260         |
| Węgiel                                         | 12 340        | 13 733        | 11 218        | 9 335         | 6 422         | 3 135         | 1 509         | 568           |
| Produkty naftowe                               | 17 563        | 20 213        | 18 647        | 24 384        | 24 764        | 21 731        | 19 419        | 16 819        |
| Gaz ziemny                                     | 7 917         | 8 884         | 8 490         | 9 236         | 9 911         | 9 133         | 7 286         | 5 462         |
| Gazy odnawialne                                | 40            | 48            | 78            | 92            | 171           | 1072          | 1928          | 3208          |
| Biomasa stała                                  | 3 755         | 4 306         | 4 639         | 7 447         | 7 014         | 6 839         | 6 428         | 6 019         |
| Biopaliwa                                      | 47            | 867           | 653           | 1 040         | 1369          | 1802          | 1714          | 1554          |
| Odpady komunalne i przemysłowe                 | 136           | 378           | 486           | 889           | 894           | 915           | 933           | 954           |
| Kolektory słoneczne, pompy ciepła, geotermalne | 12            | 69            | 200           | 404           | 1 262         | 2 065         | 2 827         | 3 491         |
| <b>RAZEM</b>                                   | <b>57 473</b> | <b>65 250</b> | <b>60 863</b> | <b>70 235</b> | <b>69 504</b> | <b>64 508</b> | <b>60 388</b> | <b>57 456</b> |

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



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

## 2.4. Zużycie nieenergetyczne

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

Tabela 2.4. Zużycie nieenergetyczne w przemyśle 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        | 1 107        | 1 050        | 1 008        | 977          |
| LPG                      | 73           | 81           | 138          | 89           | 90           | 90           | 90           | 90           |
| Pozostałe produkty naft. | 1 664        | 2 156        | 2 222        | 2 350        | 2 003        | 1 985        | 1 973        | 1 961        |
| Gaz ziemny               | 2 017        | 1 661        | 2 120        | 2 052        | 2 176        | 1 864        | 1 548        | 899          |
| Wodór odnawialny         | 0            | 0            | 0            | 0            | 0            | 207          | 417          | 839          |
| <b>RAZEM</b>             | <b>4 608</b> | <b>4 969</b> | <b>5 660</b> | <b>5 795</b> | <b>5 461</b> | <b>5 279</b> | <b>5 116</b> | <b>4 844</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 w średnio w krajach UE (w stosunku do 2005 r. obniżyła się o ok. 33%). Niemniej jednak energochłonność pierwotna PKB wynosząca 162 [toe/mlnEUR'2024] jest prawie dwukrotnie wyższa od średniej unijnej. Stąd wniosek, że nadal występuje znaczący potencjał do dalszej poprawy efektywności, ale na pewno nie jest on możliwy do uzyskania w prosty sposób.

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 | 242  | 210  | 171  | 162  | 132  | 104  | 86   | 80   |
| toe/mln PLN'2024 | 60   | 53   | 41   | 36   | 30   | 23   | 19   | 18   |

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

W tabeli (Tabela 2.6) zaprezentowano wskaźnik intensywności zużycia energii pierwotnej w kraju na mieszkańca. W 2020 r. wynosi on 2,72 toe/Ma i zgodnie z prognozą ulega on obniżeniu do 2,33 do 2030 r. i 2,13 do 2040 r.

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

|             | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 |
|-------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Ogółem kraj | 2,44 | 2,67 | 2,53 | 2,72 | 2,62 | 2,33 | 2,13 | 2,13 |

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

## 2.6. Intensywność zużycia energii finalnej

W tabeli (Tabela 2.7) przedstawiono wskaźniki intensywności zużycia energii finalnej w podziale na sektory. Zgodnie z zaprezentowanymi danymi, wskaźniki te ulegają stopniowej poprawie w rozpatrywanym horyzoncie czasowym we wszystkich sektorach gospodarki krajowej. Znaczące podniesienie wskaźnika intensywności zużycia energii w sektorze transportu, jakie jest widoczne w okresie 2015-2020, wynika z korekty statystycznej zużycia paliw w tym sektorze na skutek



wprowadzenia z dniem 1 lipca 2016 r. tzw. pakietu paliwowego. W jego konsekwencji ujawnione zostały dodatkowe wolumeny zużycia paliw w wyniku likwidacji tzw. szarej strefy w obrocie paliwami.

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

|                                        | 2005  | 2010  | 2015  | 2020  | 2025  | 2030 | 2035 | 2040 |
|----------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|
| Ogółem kraj                            | 160   | 145   | 116   | 121   | 100   | 82   | 71   | 63   |
| Przemysł                               | 194   | 133   | 117   | 114   | 92    | 78   | 69   | 63   |
| Transport                              | 558   | 767   | 582   | 794   | 627   | 502  | 421  | 358  |
| w tym: pasażerski                      | b.d   | b.d   | 313   | 399   | 329   | 252  | 217  | 189  |
| towarowy                               | b.d   | b.d   | 261   | 388   | 292   | 245  | 199  | 165  |
| Usługi                                 | 32    | 35    | 27    | 23    | 20    | 18   | 15   | 14   |
| Rolnictwo                              | 355   | 300   | 288   | 322   | 287   | 260  | 240  | 225  |
| Gospodarstwa domowe<br>[toe/gosp.dom.] | 1 269 | 1 360 | 1 135 | 1 170 | 1 025 | 896  | 792  | 746  |

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

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

W tabeli (Tabela 2.8) zilustrowano projekcje zużycia paliw na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Zaprezentowane wielkości zużycia dla okresu 2020-2040 są pochodną wyznaczonej w dedykowanym modelu (MESSAGE-PL) optymalnej struktury mocy i produkcji energii elektrycznej i ciepła w kraju, opisanej szczegółowo w rozdziale 3.5 i 3.6 pracy. 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 GHG, 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). Istotny spadek zużycia węgla następuje mniej więcej od 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 poziom cen uprawnień do emisji GHG.

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

|                   |                               | 2005   | 2010   | 2015   | 2020   | 2025   | 2030   | 2035  | 2040    |
|-------------------|-------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|---------|
| Elektrownie       | Węgiel                        | 2 265  | 1 118  | 507    | 776    | 160    | 0      | 0     | 0       |
|                   | Produkty naftowe              | 10     | 4      | 1      | 11     | 4      | 3      | 2     | 0       |
|                   | Gaz                           | 1      | 0      | 0      | 0      | 1 058  | 1 484  | 1 359 | 858     |
|                   | OZE, wodór odnawialny, odpady | 6      | 61     | 441    | 342    | 513    | 513    | 513   | 363     |
|                   | Paliwo jądrowe*               | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0     | 10 212* |
| Elektrociepłownie | Węgiel                        | 34 392 | 33 935 | 32 375 | 25 695 | 20 753 | 10 606 | 3 938 | 0       |
|                   | Produkty naftowe              | 555    | 563    | 407    | 364    | 482    | 392    | 339   | 0       |
|                   | Gaz                           | 1 182  | 1 093  | 1 347  | 2 959  | 4 394  | 5 011  | 4 204 | 2 015   |
|                   | OZE, wodór odnawialny, odpady | 435    | 1 547  | 2 021  | 1 981  | 2 133  | 2 596  | 2 958 | 3 319   |

|            |                               | 2005  | 2010  | 2015  | 2020  | 2025  | 2030 | 2035 | 2040 |
|------------|-------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|
| Ciepłownie | Energia elektr.               | 0     | 0     | 0     | 0     | 28    | 86   | 227  | 306  |
|            | Węgiel                        | 3 063 | 3 360 | 2 403 | 2 341 | 1 639 | 702  | 124  | 0    |
|            | Produkty naftowe              | 52    | 36    | 16    | 20    | 59    | 32   | 48   | 0    |
|            | Gaz                           | 295   | 277   | 209   | 217   | 536   | 650  | 809  | 802  |
|            | OZE, wodór odnawialny, odpady | 40    | 47    | 42    | 129   | 214   | 400  | 589  | 702  |

\* wsad przeznaczony na wytwarzanie energii elektrycznej

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

## 2.8. Wsad paliwowy w pozostałe procesy konwersji

Do sektora przemian energetycznych zaliczane są zakłady przemysłowe, w których realizowane są procesy technologiczne, w których jedna postać energii (przeważnie nośniki energii pierwotnej, np. węgiel) zamieniane są na inną, pochodną postać energii (np. energię elektryczną, ciepło, koks, gaz z procesów technologicznych, itp.). Poza elektrowniami, elektrociepłowniami i ciepłowniami, wymienionymi w poprzednim podpunkcie, do sektora przemian energetycznych zaliczane są także: rafinerie, petrochemie, gazownie, koksownie, brykietownie oraz wielkie piece. W tabeli (Tabela 2.9)

przedstawiono łączne zużycie paliw w pozostałych procesach konwersji. Z zaprezentowanych danych wynika stopniowy spadek zużycia paliw, związany głównie z postępującą transformacją energetyczną i stopniowym odejściem od zużycia paliw silnikowych w transporcie (stąd m.in. spadek zużycia ropy naftowej i 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 | 24 585 | 22 872 | 21 524 | 19 627 |
| Węgiel                        | 9 519  | 10 559 | 11 063 | 8 773  | 8 666  | 8 579  | 8 464  | 8 172  |
| Produkty naftowe              | 1 085  | 1 703  | 1 906  | 2 697  | 1 574  | 1 463  | 1 373  | 1 258  |
| Gaz                           | 204    | 308    | 638    | 558    | 462    | 405    | 356    | 308    |
| OZE, wodór odnawialny, odpady | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 5      | 41     | 164    |

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

## 2.9. Zużycie w sektorze energii

W tabeli (Tabela 2.10) zaprezentowano zużycie paliw i energii w sektorze energii. Sektor ten obejmuje następujące podsektory: kopalnie węgla ropy i gazu ziemnego, elektrownie, elektrociepłownie i ciepłowni, koksownie, rafinerie, gazownie, instalacje regazyfikacji gazu ziemnego oraz pozostałe (niesklasyfikowane). W odniesieniu do energii elektrycznej, największe zużycie w tym sektorze wiąże się obecnie z potrzebami własnymi elektrowni, elektrociepłowni i ciepłowni, natomiast w przyszłości wiązać się będzie głównie ze zużyciem w elektrolizerach, scentralizowanych pompach ciepła, kotłach elektrycznych oraz ładowaniem dużych systemów bateryjnych (BESS). Wodór odnawialny zawarty w poniższych projekcjach jest związany z wykorzystaniem w procesach rafineryjnych.

Tabela 2.10. Zużycie paliw i energii w sektorze energii [ktoe]

|                            | 2005         | 2010         | 2015         | 2020         | 2025         | 2030         | 2035         | 2040         |
|----------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Energia elektryczna        | 2 061        | 2 144        | 2 180        | 1 961        | 1 810        | 2 665        | 3 901        | 6 731        |
| Ciepło sieciowe            | 698          | 738          | 625          | 604          | 531          | 525          | 483          | 296          |
| Węgiel                     | 379          | 91           | 97           | 112          | 84           | 77           | 73           | 70           |
| Gaz rafineryjny            | 244          | 487          | 442          | 363          | 250          | 235          | 226          | 220          |
| LPG                        | 0            | 0            | 15           | 9            | 3            | 3            | 3            | 3            |
| Benzyna                    | 0            | 0            | 0            | 0            | 0            | 0            | 0            | 0            |
| ON, Lekki olej opałowy     | 38           | 41           | 45           | 27           | 29           | 27           | 24           | 22           |
| Ciężki olej opałowy        | 654          | 772          | 538          | 392          | 446          | 425          | 329          | 255          |
| Pozostałe produkty naftowe | 10           | 11           | 18           | 31           | 1            | 1            | 1            | 1            |
| Gaz ziemny                 | 587          | 709          | 1 195        | 1 518        | 1 394        | 1 106        | 822          | 436          |
| Gaz koksowniczy            | 853          | 1 043        | 1 012        | 834          | 793          | 801          | 807          | 800          |
| Odpady przemysłowe         | 7            | 0            | 0            | 0            | 0            | 0            | 0            | 0            |
| Wodór odnawialny           | 0            | 0            | 0            | 0            | 0            | 106          | 196          | 360          |
| <b>RAZEM</b>               | <b>5 532</b> | <b>6 037</b> | <b>6 168</b> | <b>5 851</b> | <b>5 342</b> | <b>5 972</b> | <b>6 865</b> | <b>9 194</b> |

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

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

Rozwój wysokosprawnej kogeneracji w Polsce jest priorytetowym elementem obowiązującej Polityki energetycznej Polski do 2040 r. z lutego 2021 r. Niepodważalną zaletą układów skojarzonych jest ich wysoka sprawność energetyczna, pozwalająca na istotne ograniczenie zużycia paliw pierwotnych, co w rezultacie przekłada się na redukcję emisji 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>12</sup> ciepła użytkowego pochodziła z kogeneracji, natomiast pozostała część ciepła była produkowana w kotłach wodnych (ciepłownie i kotły ciepłownicze energetyki zawodowej).

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 2.11) wskazują na nieznaczny wzrost udziału energii elektrycznej produkowanej w wysokosprawnej kogeneracji z 65% w 2020 r. do 67% w 2030 r., a następnie jego spadek do 51% w 2040 r. Przy określonych w pracy założeniach, wiodącą technologią są duże elektrociepłownie gazowe (faktem przemawiającym za wyborem takiego rozwiązania jest proekologiczny charakter tych jednostek, dostępność paliwa oraz konkurencyjność w warunkach rosnących cen uprawnień do emisji GHG). W analizie założono, że wszystkie nowe elektrociepłownie na gaz ziemny, w przyszłości przystosowane będą również do współspalania wodoru i w kolejnych dekadach, jednostki te stopniowo będą zastępować spalany w nich gaz ziemny. Paliwem, który będzie „zazieleniał” ten sektor będzie również biometan wtłaczany do sieci gazowniczych.

Tabela 2.11 Procentowy udział wytwarzania skojarzonego w produkcji energii elektrycznej i ciepła

|                           | 2005  | 2010  | 2015  | 2020  | 2025  | 2030  | 2035  | 2040  |
|---------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Udział skojarzenia        | 16,8% | 17,6% | 16,2% | 20,5% | 23,0% | 21,2% | 16,5% | 10,7% |
| Wysokosprawna kogeneracja | 63,9% | 61,2% | 65,1% | 64,7% | 62,7% | 66,7% | 61,3% | 50,7% |

<sup>12</sup> „Gospodarka paliwowo-energetyczna” - GUS, Warszawa 2021

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

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

Zgodnie z metodyką stosowaną w EUROSTAT (wg której przygotowane zostały wszystkie dane statystyczne zaprezentowane w raporcie) do elektrociepłowni zaliczane są jednostki, które wytwarzają choćby minimalne wielkości ciepła (również w procesach rozdzielonych np. w kotłach ciepłowniczych energetyki zawodowej). Naturalną tego konsekwencją jest zakwalifikowanie wszystkich elektrowni produkujących ciepło do grupy elektrociepłowni, zatem w pozycji „produkcja ciepła w elektrowniach” (Tabela 2.12) wykazywane jest wszędzie „0”. Prognozy produkcji ciepła z elektrociepłowni są wynikiem optymalizacji kosztowej przeprowadzonej w modelu MESSAGE-PL.

Tabela 2.12. 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 | 173 755 | 166 949 | 140 442 | 109 996 |
| w tym przemysłowego ciepła odpadowego | 214     | 82      | 271     | 788     | 500     | 3 000   | 7 000   | 35 000  |
| Ciepłownie                            | 116 508 | 129 980 | 95 274  | 99 553  | 99 969  | 80 418  | 86 159  | 104 239 |

\* Zgodnie z metodyką stosowaną przez Eurostat każda elektrownia produkująca ciepło na potrzeby komercyjne to elektrociepłownia, dlatego emisje z elektrowni są uwzględnione w pozycji „elektrociepłownie”

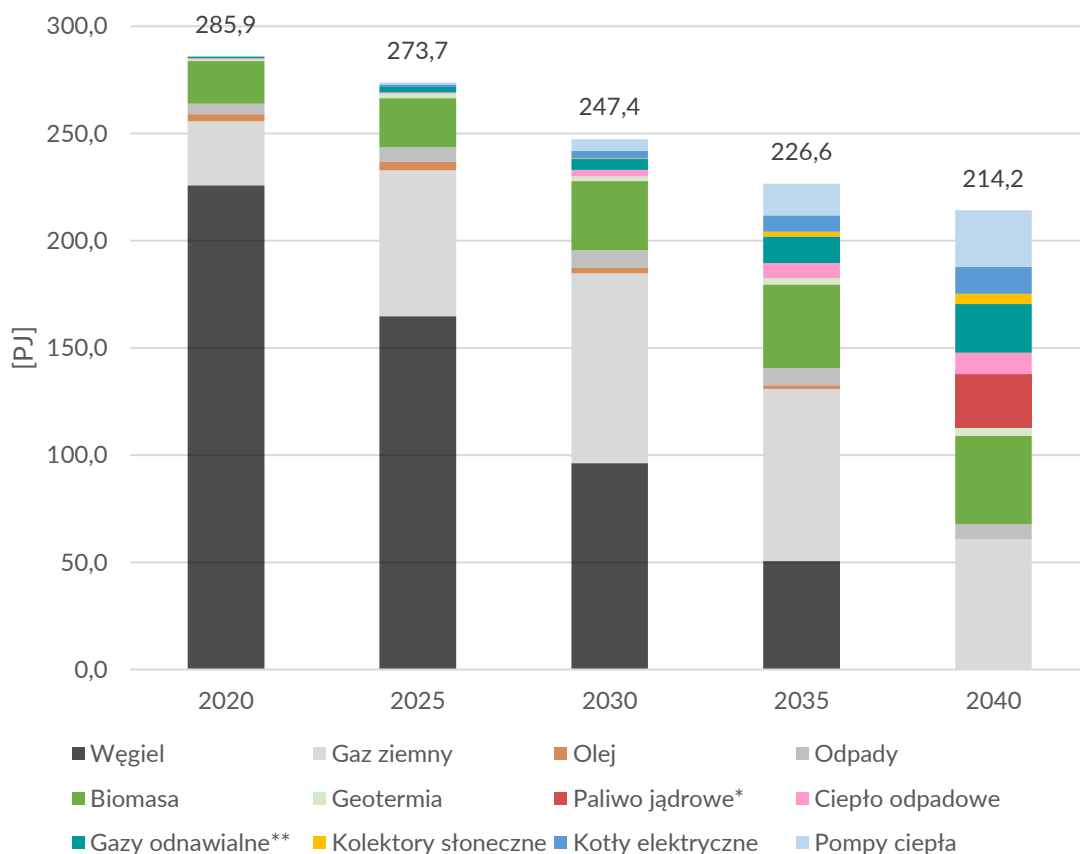
Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (MESSAGE-PL)

Na rysunku i tabeli poniżej (Rysunek 2.5, Tabela 2.13) przedstawiona została struktura produkcji ciepła systemowego. Wyraźnie spada produkcja ciepła z paliw węglowych, która w 2030 r. stanowi mniej niż połowę wartości z 2020 r. W 2040 r. pozostają śladowe ilości ciepła z węgla. 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 istniejącej mocy w poszczególnych systemach. Podobnie sytuacja wygląda w odniesieniu do biomasy. Wzrost produkcji wywołany jest już podjętymi decyzjami dotyczącymi inwestycyjnymi. Niekiedy będą to również źródła uzupełniające dla pomp ciepła, kotłów elektrycznych, czy geotermii. W dalszej perspektywie trendem jest elektryfikacja ciepłownictwa, 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 2.13. Produkcja energii cieplnej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach (ciepłownictwie systemowym) w podziale na paliwa [TJ]

|                     | 2020    | 2025    | 2030   | 2035   | 2040   |
|---------------------|---------|---------|--------|--------|--------|
| Węgiel              | 225 854 | 164 780 | 96 247 | 50 512 | 0      |
| Gaz ziemny          | 29 843  | 68 132  | 88 548 | 80 325 | 61 202 |
| Olej                | 3 336   | 3 839   | 2 481  | 1 675  | 2      |
| Biomasa             | 19 868  | 22 950  | 32 195 | 38 994 | 41 133 |
| Gazy odnawialne     | 835     | 2 592   | 5 049  | 12 361 | 22 806 |
| Geotermia           | 712     | 2 088   | 2 283  | 2 982  | 3 707  |
| Odpady              | 4 853   | 6 827   | 8 270  | 8 075  | 6 664  |
| Kotły elektryczne   | 0       | 1 137   | 3 546  | 7 635  | 12 566 |
| Kolektory słoneczne | 0       | 0       | 256    | 2 326  | 4 691  |

|                                    | 2020           | 2025           | 2030           | 2035           | 2040           |
|------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Pompy ciepła                       | 0              | 880            | 5 492          | 14 716         | 26 424         |
| Ciepło odpadowe z paliwa jądrowego | 0              | 0              | 0              | 0              | 25 041         |
| Ciepło odpadowe                    | 641            | 500            | 3 000          | 7 000          | 10 000         |
| <b>RAZEM</b>                       | <b>285 942</b> | <b>273 725</b> | <b>247 366</b> | <b>226 602</b> | <b>214 236</b> |



\*Ciepło odpadowe z paliwa jądrowego

\*\*Biogaz, biometan, wodór odnawialny

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

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

W tabeli (Tabela 2.14) przedstawiono produkcję energii cieplnej wytworzonej w indywidualnych źródłach ciepła w podziale na sektory. Zgodnie z otrzymanymi wynikami prognoz, produkcja ciepła w indywidualnych źródłach ciepła spada w rozpatrywanym horyzoncie czasowym z poziomu ok. 960 PJ w 2020 r. do 860 PJ w 2030 r. i 725 PJ w 2040 r. Główną przyczyną tego spadku są założenia odnośnie do tempa i zakresu termomodernizacji budynków. Osiągnięcie takich rezultatów wymaga przeprowadzenia kompleksowej termomodernizacji budynków wielorodzinnych i jednorodzinnych, zgodnie z założeniami KPRB (obecnie na etapie projektu).

Tabela 2.14. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach grzewczych w podziale na sektory [PJ]

| sektor              | 2020       | 2025       | 2030       | 2035       | 2040       |
|---------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Gospodarstwa domowe | 522        | 512        | 473        | 422        | 402        |
| Usługi              | 106        | 104        | 95         | 77         | 65         |
| Rolnictwo           | 44         | 43         | 42         | 40         | 39         |
| Przemysł            | 287        | 280        | 248        | 236        | 218        |
| <b>Suma</b>         | <b>958</b> | <b>940</b> | <b>857</b> | <b>775</b> | <b>725</b> |

W tabeli przedstawiono produkcję energii cieplnej wytworzonej w indywidualnych źródłach ciepła (w sektorach: gospodarstwa domowe, usługi, rolnictwo, przemysł) w podziale na paliwa i nośniki energii. W zaprezentowanym zestawieniu widoczny jest spadek wykorzystania węgla do produkcji ciepła i zastępowanie go stopniowo pompami ciepła, kolektorami słonecznymi oraz energią elektryczną (ogrzewanie podłogowe, ogrzewanie na podczerwień).

Tabela 2.15. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach ciepła w podziale na paliwa i nośniki energii [PJ]

| paliwa / nośniki energii | 2020       | 2025       | 2030       | 2035       | 2040       |
|--------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Energia elektryczna      | 71         | 94         | 99         | 110        | 119        |
| Węgiel                   | 271        | 185        | 88         | 38         | 12         |
| Gaz                      | 370        | 386        | 363        | 299        | 241        |
| LPG/OOL                  | 47         | 38         | 28         | 21         | 17         |
| Biomasa, odpady*         | 187        | 188        | 198        | 195        | 199        |
| Pompy ciepła             | 8          | 39         | 65         | 93         | 118        |
| Kolektory słoneczne      | 4          | 11         | 17         | 20         | 19         |
| <b>Suma</b>              | <b>958</b> | <b>940</b> | <b>857</b> | <b>775</b> | <b>725</b> |

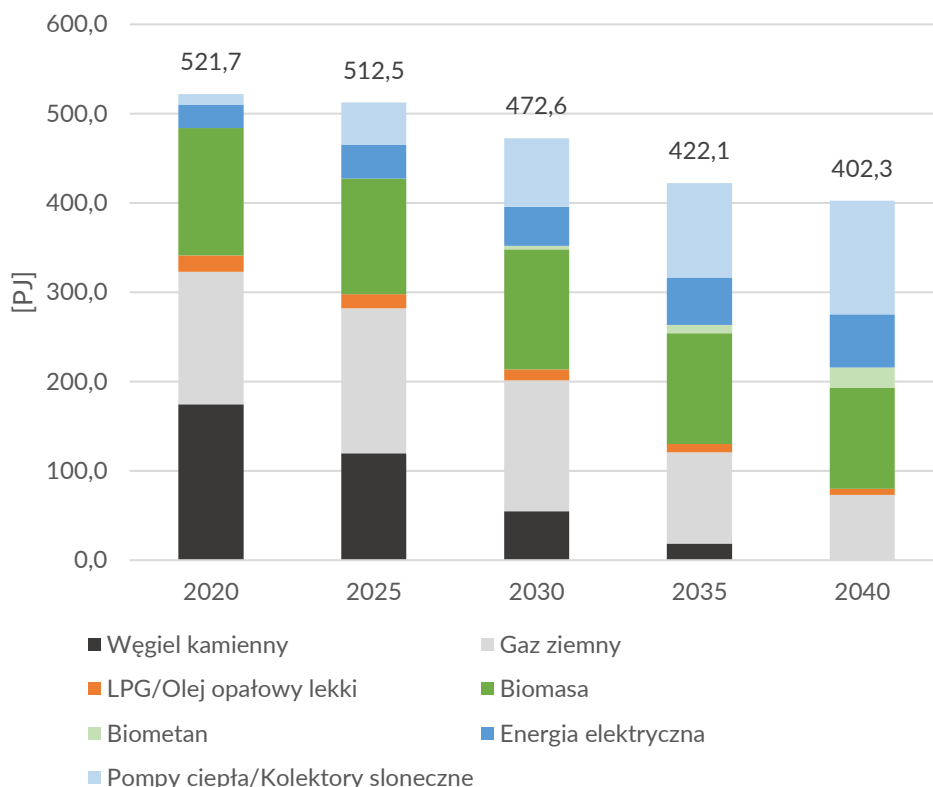
\*odpady komunalne i przemysłowe spalane w instalacjach przemysłowych, głównie cementowniach

W tabeli (Tabela 2.16) i na rysunku 2.6 zaprezentowano produkcję ciepła w indywidualnych źródłach ciepła w gospodarstwach domowych. Jak źródła ciepła przyjęto wszelkie urządzenia i technologie wykorzystywane do ogrzewania pomieszczeń, przygotowanie ciepłej wody użytkowej oraz przygotowanie posiłków.

Tabela 2.16. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach ciepła w gospodarstwach domowych [PJ]

| paliwa / nośniki energii         | 2020         | 2025         | 2030         | 2035          | 2040         |
|----------------------------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|
| Energia elektryczna              | 25,6         | 37,5         | 43,7         | 53,2          | 59,4         |
| Gaz ziemny                       | 148,2        | 162,6        | 146,6        | 102,2         | 73,0         |
| LPG/Olej opałowy lekki           | 18,3         | 15,7         | 12,2         | 9,2           | 7,0          |
| Węgiel kamienny                  | 174,6        | 119,6        | 54,8         | 18,6          | 0,0          |
| Biomasa                          | 142,8        | 129,5        | 134,3        | 124,0         | 113,0        |
| Pompy ciepła/Kolektory słoneczne | 12,2         | 47,5         | 76,8         | 105,5         | 127,1        |
| Biometan                         | 0,0          | 0,0          | 4,1          | 9,3           | 22,8         |
| <b>Suma</b>                      | <b>521,7</b> | <b>512,5</b> | <b>472,6</b> | <b>422,15</b> | <b>402,3</b> |

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



Rysunek 2.6. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach ciepła w gospodarstwach domowych

### 3. Wymiar „bezpieczeństwo energetyczne”

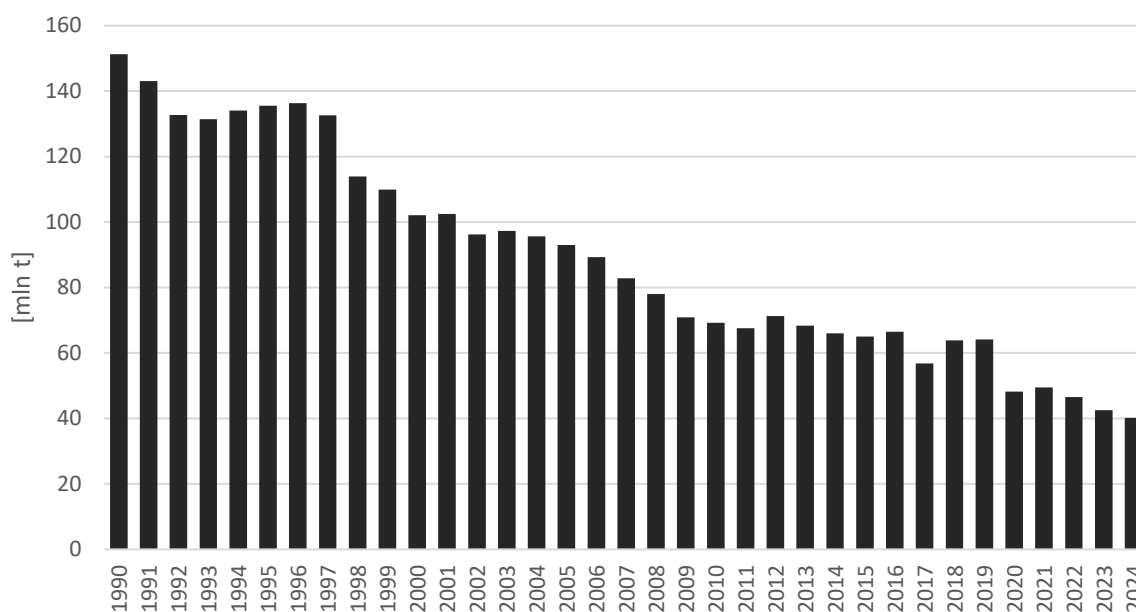
#### 3.1. Krajowe zasoby energetyczne

##### Węgiel kamienny

Według danych Państwowego Instytutu Geologicznego (PIG), udokumentowane zasoby bilansowe złóż węgla kamiennego na koniec 2024 r. wynosiły 64 616 mln t. 71% zasobów stanowiły węgle energetyczne, niecałe 28% stanowiły węgle koksujące, a inne typy węgla stanowiły zaledwie 1,2%. Zasoby złóż zagospodarowanych stanowiły 43% zasobów bilansowych (27 828 mln t). Zasoby przemysłowe złóż zagospodarowanych wyniosły 4 266 mln t. Wydobycie węgla kamiennego w 2024 według danych podawanych przez PIG wyniosło 40,16 mln t<sup>13</sup>.

Pomimo spadającego od początku lat dziewięćdziesiątych wydobycia węgla kamiennego (Rysunek 3.1) nie przewiduje się występowania ograniczeń w dostawach tego surowca. Na potrzeby niniejszej pracy przyjęto, że przyszłe zapotrzebowanie będzie pokrywane w możliwym zakresie węglem krajowym i uzupełniane importem. Węgiel kamienny - ze względu na lokalizację zasobów na terenach wolnych od konfliktów zbrojnych i politycznych, wysoką skuteczność sieci logistycznej, możliwości udostępniania nowych złóż i dostępność wysokorozwiniętych technologii wydobycia, powinien pozostawać dostępny w długim okresie, a jego cena powinna być stabilna. Bieżące informacje o stanie zasobów węgla na świecie są optymistyczne i wskazują, że przy obecnym poziomie wydobycia węgla powinny wystarczyć na około 200 lat.

<sup>13</sup> „Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce, wg stanu na 31.XII.2024 r.” - Państwowy Instytut Geologiczny. Warszawa, czerwiec 2025 r.



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

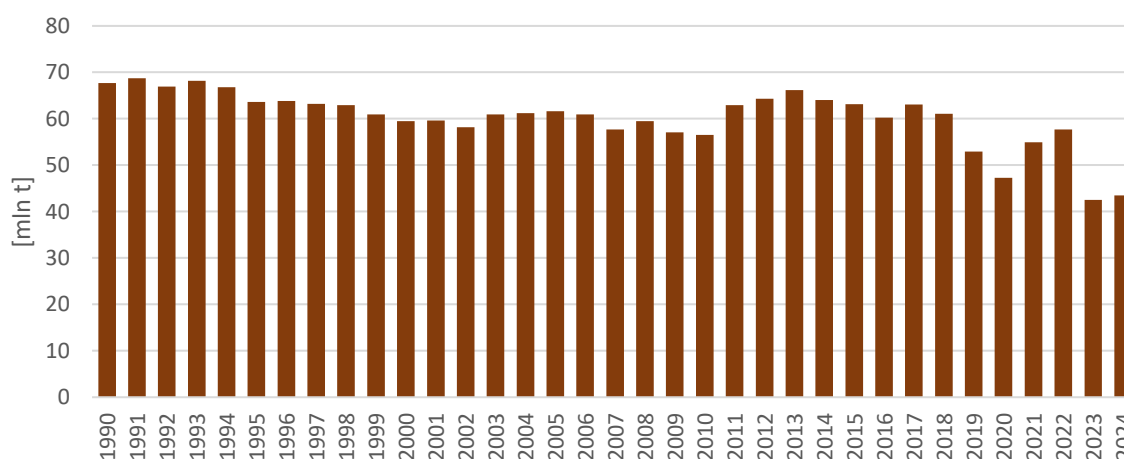
Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowych Instytut Badawczy

### Węgiel brunatny

Wg stanu na 31.12.2024 r. geologiczne zasoby bilansowe węgla brunatnego wynoszą 22 985 mln t. Zasoby złóż zagospodarowanych stanowią obecnie 3,8% zasobów bilansowych i wynoszą 881 mln t. Zasoby przemysłowe węgla brunatnego wynoszą natomiast 721 mln t. Wydobycie w 2024 r. według danych podawanych przez PIG wyniosło 43,5 mln t. (Rysunek 3.2).

Rysunek 3.2. Wydobycie węgla brunatnego w Polsce w latach 1990 – 2024

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowych Instytut Badawczy

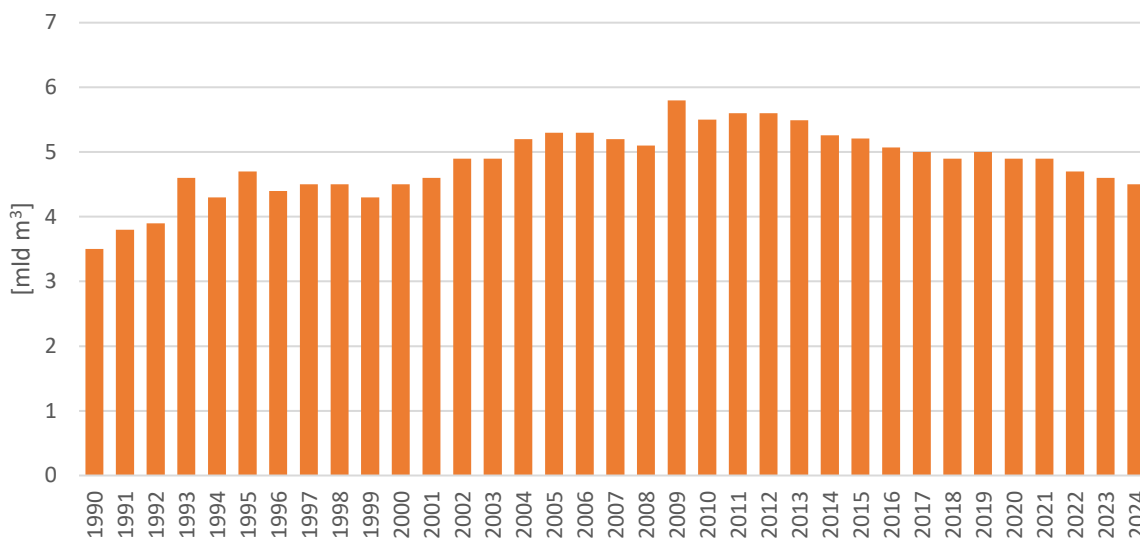


### Gaz ziemny

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<sup>15</sup>. 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).



Rysunek 3.3. 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 konwersji na sześćfluorek uranu oraz zdolności zakładów wzbogacania i produkcji elementów paliwowych do reaktorów). W związku z tym, przyjęto założenie, że zasoby paliwa jądrowego nie będą ograniczać tempa rozwoju energetyki jądrowej w perspektywie prognozy i eksploatacji EJ, a jego cena pozostanie względnie stabilna.

## Biomasa

Biomasa w Polsce ma największy potencjał techniczny ze wszystkich krajowych źródeł energii odnawialnej. Najbardziej pożądanym działaniem jest wykorzystywanie wszelkich dostępnych surowców biomasy pochodzących z produkcji ubocznej oraz odpadów. W szczególności istnieje duża rezerwa produkcji rolniczej, która może zostać wykorzystana do celów energetycznych, szczególnie w przypadku zagospodarowania gruntów zdegradowanych, zanieczyszczonych lub innych użytków rolnych o niskiej jakości. Jedno z najbardziej aktualnych opracowań, które podejmuje się próby oszacowania potencjału biomasy leśnej i rolniczej, przy uwzględnieniu obecnych warunków technicznych, ekonomicznych i prawnych, w tym konieczności spełnienia kryteriów pochodzi z 2023 r. W tabeli zaprezentowano zestawienie biomasy obecnie istniejącej do dyspozycji i możliwej do pozyskania. Poniższe wartości przyjęto w obliczeniach modelowych jako wartości maksymalne w odniesieniu do krajowej produkcji biomasy.

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

| Rodzaj biomasy                   | 2023 | 2030 | 2040 |
|----------------------------------|------|------|------|
| Biomasa leśna                    | 139  | 117  | 117  |
| Produkty uboczne przerobu drewna | 91   | 89   | 85   |
| Biomasa pochodzenia rolniczego   | 63   | 71   | 77   |

|       |     |     |     |
|-------|-----|-----|-----|
| Razem | 293 | 277 | 279 |
|-------|-----|-----|-----|

Źródło: MKiŚ, 2025<sup>14</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<sup>15</sup>. Tworzenie plantacji upraw energetycznych może przyczynić się do rozwoju rozproszonych lokalnych centrów energetycznych. Wpłynie to na aktywizację terenów wiejskich poprzez powstawanie nowych miejsc pracy, pełne zagospodarowanie gruntów oraz zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego<sup>16</sup>.

### Biogaz rolniczy

Zasoby krajowej odpadowej biomasy mokrej pochodzenia rolniczego możliwe do wykorzystania lokalnie do produkcji energii elektrycznej w biogazowniach rolniczych umożliwiają osiągnięcie poziomu produkcji na poziomie ok. 4,4 TWh w 2030 r. oraz do 5,1 TWh w 2040 r. Zasoby krajowej biomasy mokrej pozwalają także na znaczący rozwój biogazowni rolniczych produkujących energię ciepłą w kogeneracji. Potencjał produkcji ciepła w perspektywie 2030 r. jest szacowany na 45 PJ, natomiast dla 2040 r. na 100 PJ<sup>17</sup>.

### Biogaz pozostały

Występujący potencjał w zakresie wykorzystania biogazu wysypiskowego i z oczyszczalni ścieków do produkcji energii elektrycznej szacuje się na ok. 1,3 TWh do 2030 r. i 1,7 TWh do 2040 r. W przypadku zastosowania biogazu pozostałego do produkcji ciepła w kogeneracji, przewiduje się możliwości na poziomie 6,2 PJ w perspektywie 2030 r. natomiast do 2040 r. 8,2 PJ<sup>38</sup>.

### Biometan

Biometan to oczyszczony biogaz, który jest uzdatniony do jakości gazu ziemnego i może zostać zatłoczony do sieci gazowej. Szacowany całkowity potencjał produkcji biometanu w Polsce to ok. 8 mld m<sup>3</sup>/rok. Biometan może znaleźć zastosowanie w elektroenergetyce w instalacjach wykorzystujących obecnie gaz ziemny, w sektorze transportu - ze względu na możliwość zaliczenia zużycia biometanu do realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW), w przemyśle i ciepłownictwie zamiast gazu ziemnego oraz w produkcji wodoru odnawialnego.

### Geotermia

Teoretyczne zasoby energii geotermalnej w Polsce są nieograniczone, jednakże stosunkowo niewiele jest miejsc, w których jej zastosowanie ma sens ekonomiczny. Potencjał produkcji ciepła pochodzącego z instalacji innych niż pompy ciepła wykorzystujących ciepło skał głębokich, oceniono z uwzględnieniem znaczących ograniczeń ekonomicznych w ich wykorzystaniu. Potencjały te określono na poziomie 45 PJ do 2030 r. oraz 105 PJ w 2040 r.

### Woda

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

### Wiatr

<sup>14</sup> Dostępność biomasy stałej na cele energetyczne – potencjał zrównoważony. Analiza wewnętrzna MKiŚ, 2025.

<sup>15</sup> Jagustyn B., Bątopek-Gieska N., Wilk B., Ocena właściwości biomasy wykorzystywanej do celów energetycznych, CHEMIK 2011, 65, 6, 557-563

<sup>16</sup> Malec M., Energetyczne wykorzystanie biomasy - polski wkład w OZE. Instytut Polityki Energetycznej IPE. Analiza IPE nr 2/2023

<sup>17</sup> „Opracowanie prognoz zapotrzebowania na energię końcową, rozwoju OZE i poprawy efektywności energetycznej na lata 2021-2030”, Ernst&Young. Warszawa, listopad 2017 r.

Zgodnie z szacunkami firmy Ernst&Young<sup>37</sup>, Polska posiada zasoby wiatrowe tworzące potencjał ekonomiczny zainstalowania nawet do ok. 30 GW mocy w farmach wiatrowych na lądzie do 2030 r. W ocenie realnego potencjału należy jednak wziąć pod uwagę występowanie ograniczeń środowiskowych, infrastrukturalnych oraz regulacyjnych. Wg szacunków wskazanych w raporcie PSEW do 2030 r. możliwy do osiągnięcia poziom mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych w polskich obszarach morskich wynosi ok. 7,5 GW. Podobnie jak w odniesieniu do lądowej energetyki wiatrowej również tutaj należy wziąć pod uwagę występowanie ograniczeń środowiskowych, infrastrukturalnych oraz regulacyjnych, a także konfliktów wynikających z innych sposobów wykorzystania polskich obszarów morskich<sup>18</sup>.

## Słońce

Na podstawie przeprowadzonych analiz odnośnie do rozwoju dużych instalacji PV w innych krajach oraz obserwowanych trendów kosztowych, realny potencjał rozwoju tej technologii oceniono na 30-35 GW do 2030 r. i 45 GW do 2040 r.<sup>19</sup> Czynnikiem mocno ograniczającym rozwój tej technologii (jak i pozostałych technologii OZE) jest jednak stan infrastruktury sieciowej, który uniemożliwia przyłączanie nowych źródeł. W nadchodzących latach przewiduje się skierowanie znacznych środków finansowych na usunięcie „wąskiego gardła” w postaci ograniczeń sieciowych.

## 3.2. Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa

W tabeli (Tabela 3.2) przedstawiono wielkość krajowej podaży poszczególnych paliw i nośników energii w perspektywie 2040 r. Z uzyskanych wyników można sformułować następujące wnioski:

- w okresie 2020-2040 podaż węgla kamiennego wykazuje kontynuację trendu spadkowego obserwowanego w latach 2005-2020. Wydobyte tego surowca spada z poziomu 22,6 Mtoe w 2020 r. do 11,2 Mtoe w 2030 r. (w jednostkach naturalnych jest to odpowiednio: 43 mln t i 21 mln t). W okresie 2030-2040 poziom wydobycia węgla kamiennego ulega bardzo istotnemu obniżeniu do 1,4 Mtoe (niecałe 3 mln t) w 2040 r. Ograniczenie produkcji w tym wypadku, wiąże się ze spadkiem zapotrzebowania we wszystkich sektorach gospodarki krajowej, ale przede wszystkim w elektroenergetycznym i ciepłowniczym. Po 2030 r. należy oczekiwać przyspieszenia procesu trwałych odstawień z eksploatacji jednostek wytwórczych, które w tym okresie zaczną wyczerpywać rezerw techniczny (ich modernizacja i wydłużanie życia, w warunkach założonych w pracy cen uprawnień do emisji GHG nie znajdują uzasadnienia ekonomicznego). Z kolei budowa nowych bloków opalanych węglem w warunkach założonego w obliczeniach poziomu cen uprawnień do emisji GHG, ciągle zaostrzających się wymagań środowiskowych oraz niskoemisyjnej polityki UE, nie jest rekomendowanym kierunkiem;
- zapotrzebowanie na węgiel kamienny spadać będzie również w sektorze przemysłu (w szczególności w zakładach przemysłowych objętych systemem EU ETS oraz w wyniku procesu postępującego unowocześniania procesów produkcyjnych). W ramach walki ze smogiem w miejskich gospodarstwach domowych i usługach, następować będzie stopniowa wymiana nieefektywnych kotłów zasypowych na kotły bezemisyjne lub niskoemisyjne (OZE, gaz ziemny, ciepło systemowe). Tempo tych zmian uzależnione jest od wielu czynników, w tym od tempa pozyskiwania środków finansowych na mechanizmy wspierające ten proces. W scenariuszu WAM założono aktywne i zakrojone na szeroką skalę działania administracji rządowej i samorządowej. Główną siłą sprawczą tego procesu są przede wszystkim dotacje unijne i wdrażane programy wsparcia takie jak np. „Czyste Powietrze”, „Stop Smog”, „Moje Ciepło”, „Mój Prąd”, a także rosnąca dostępność nowych, czystych technologii oraz zmieniająca

<sup>37</sup> „Opracowanie prognoz zapotrzebowania na energię końcową, rozwoju OZE i poprawy efektywności energetycznej na lata 2021-2030”, Ernst&Young. Warszawa, listopad 2017 r.

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

<sup>19</sup> Szacunki własne Agencji Rynku Energii S.A. w Warszawie

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 nieco wyższych niż obecnie poziomach, mianowicie ok. 9-10 Mtoe rocznie (13 -15 mln t) w perspektywie 2040 r. Krajowe i zagraniczne zapotrzebowanie na koks warunkowane jest tempem globalnego wzrostu gospodarczego, zatem podlega znacznym i niemożliwym do przewidzenia fluktuacjom. W rzeczywistości zarówno poziom produkcji koksu jak i wydobycia węgla koksującego, mogą znacząco 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. wydobycie węgla brunatnego spada niemalże do zera, co pokrywa się z okresem zamknięcia ostatniego bloku elektrowni na węgiel brunatny;
- wydobycie ropy naftowej w kraju stanowi niewielki procent zapotrzebowania na ten surowiec i nie przewiduje się znaczącego wzrostu produkcji w rozpatrywanym horyzoncie czasowym. Wyzwaniem dla działających spółek wydobywczych będzie utrzymanie wydobycia na poziomie zbliżonym do osiągniętego w ostatnich latach;
- wydobycie gazu ziemnego w Polsce założono na poziomie ok. 3,0-3,3 Mtoe rocznie z tendencją spadkową, po 2035 r., aczkolwiek przedsiębiorstwa wydobywcze powinny prowadzić działania mające na celu utrzymanie krajowego wydobycia, co najmniej na tym poziomie w perspektywie 2040 r.;
- nie przewiduje się wydobycia rudy uranowej i jej przerobu na paliwo jądrowe na terenie kraju;
- przewiduje się wzrost produkcji krajowej biopaliw (głównie HVO/COHVO I i II generacji), ze względu na rosnące zapotrzebowanie w sektorze transportowym, oraz właściwości tych substancji, umożliwiające zastępowanie nimi paliw konwencjonalnych bez znaczących ograniczeń technicznych;
- biometan jest paliwem, który odgrywa istotną rolę w zaprezentowanej w scenariuszu WAM wizji rozwoju sektora paliwowo-energetycznego. Wykorzystanie biometanu stanowi ważny element wpływający na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju i rozwój obszarów wiejskich. Analiza zakłada uruchomienie produkcji krajowej już od 2025 r. i zastosowanie tego paliwa w różnych gałęziach gospodarki (w pierwszej kolejności jako substytut gazu ziemnego, ponieważ biometan będzie wtłaczany do sieci gazowych). Zastosowanie biometanu ma pomóc przede wszystkim w realizacji celu OZE ogółem oraz celu sektorowego dla transportu;
- przewiduje się stabilizację pozyskania biomasy stałej w latach 2020-2030 na poziomie ok. 8,5 Mtoe, w latach 2030-2040 nastąpi niewielki spadek pozyskania, który powodowany jest m.in. ograniczaniem wykorzystania biomasy w domowych paleniskach (ponieważ spalanie biomasy powoduje m.in. emisję pyłów, do ograniczania których Polska jako państwo członkowskie UE jest zobowiązana prawem).

Z kolei w jednostkach systemowych wraz ze wzrostem cen uprawnień do emisji GHG opłacalność wykorzystania biomasy zarówno w kotłach dedykowanych, układach hybrydowych jak i instalacjach współspalania z węglem będzie wzrastać. Biomasa będzie odgrywać przede wszystkim kluczową rolę w transformacji małych ciepłowni, które mogą korzystać z lokalnych zasobów biomasy (głównie pochodzenia rolniczego). Zwiększanie wykorzystania biomasy może posłużyć dywersyfikacji dostaw energii, tworzeniu wzrostu gospodarczego i miejsc pracy przy jednoczesnym obniżeniu emisji gazów cieplarnianych. W produkcji energii elektrycznej biomasa jest podstawą bilansowania źródeł OZE i miksu energetycznego. Po 2040 r. kotły biomasowe wyposażane w instalacje CCS mogą być źródłem ujemnych emisji w systemie EU ETS, co umożliwi kompensację emisji GHG z innych sektorów, gdzie redukcja jest niemożliwa ze względów technologicznych i ekonomicznych.

- w porównaniu z 2020 r., przewiduje się nieznaczny wzrost wykorzystania odpadów komunalnych i przemysłowych do celów energetycznych wynikający z założenia realizacji rozpoczętych inwestycji w spalarnie odpadów w największych polskich miastach. W obliczu konieczności zastąpienia bloków węglowych czystszyimi źródłami energii oraz niemożności poddania recyklingowi części odpadów, ten kierunek wydają się być słuszny. Problemem są jednak wysokie emisje związane ze spalaniem odpadów, co w kontekście włączenia tego rodzaju instalacji do systemu EU ETS od 2026 r. jest czynnikiem hamującym szersze wykorzystanie odpadów do celów energetycznych;
- przewiduje się zastosowanie wodoru odnawialnego jak brakującego ogniwa w transformacji energetycznej kraju. Wodór będzie odgrywał kluczową rolę w transformacji sektora transportu, przemysłu i ciepłownictwa. W sektorze elektroenergetycznym wodór odnawialny to przede wszystkim źródło elastyczności w systemach z dużym udziałem źródeł OZE. Prognozy wskazują, że produkcja wodoru odnawialnego staje się znacząca w okresie po 2035 r.

Tabela 3.2. Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa [ktoe] – scenariusz WAM

|                                | 2005   | 2010   | 2015   | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040   |
|--------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Węgiel                         | 68 420 | 55 077 | 53 590 | 40 032 | 33 760 | 24 993 | 16 411 | 11 641 |
| Koks                           | 5 721  | 6 701  | 6 666  | 5 205  | 5 331  | 5 344  | 5 348  | 5 276  |
| Ropa naftowa                   | 840    | 681    | 922    | 934    | 1 000  | 1 000  | 1 000  | 1 000  |
| LPG                            | 312    | 466    | 632    | 749    | 516    | 485    | 467    | 455    |
| Benzyna                        | 4 415  | 4 326  | 4 046  | 4 089  | 4 202  | 3 970  | 3 973  | 3 637  |
| Olej napędowy                  | 7 643  | 10 743 | 12 075 | 13 253 | 12 435 | 10 911 | 9 606  | 8 288  |
| Gaz ziemny                     | 3 884  | 3 693  | 3 683  | 3 396  | 3 300  | 3 300  | 3 300  | 3 000  |
| Gazy odnawialne                | 54     | 115    | 229    | 322    | 630    | 2049   | 3531   | 6173   |
| Paliwo jądrowe                 | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      |
| Biopaliwa                      | 117    | 446    | 936    | 973    | 1 282  | 1 687  | 1 605  | 1 455  |
| Biomasa stała                  | 4166   | 5 866  | 6 268  | 8 964  | 8 640  | 8 723  | 8 481  | 7 836  |
| Odpady komunalne i przemysłowe | 157    | 400    | 564    | 1 193  | 1 315  | 1 462  | 1 494  | 1 398  |

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

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

W tabeli (Tabela 3.3) 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 2025 r., z uwagi na różnice w kosztach dostaw węgla z rynku krajowego i kierunków zagranicznych (na niekorzyść węgla krajowego), w późniejszym okresie zmiana tej relacji
- utrzymywanie się eksportu węgla koksującego na stabilnym poziomie. Brak własnych wystarczających źródeł podaży powoduje, że Unia Europejska jest praktycznie w całości zależna od importu węgla koksowego, a Polska obok Czech jest jedynym producentem na terenie UE. Polscy producenci korzystają z tzw. renty geograficznej,
- stopniowy spadek uzależnienia od dostaw ropy naftowej z importu w wyniku transformacji sektora, nakierowanej na dywersyfikację technologiczną (rozwój elektromobilności i większe wykorzystanie paliw alternatywnych),
- stopniowy spadek uzależnienia od dostaw gotowych produktów paliwowych (LPG, benzyna, ON),
- 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 konwersji na sześćfluorek uranu oraz zdolności zakładów wzbogacania i produkcji elementów paliwowych do reaktorów, więc import prawdopodobnie będzie tańszym rozwiązaniem),
- niewielki poziom importu biomasy i biopaliw, z uwagi na premiowanie produkcji krajowej w przedstawionych prognozach,
- w prognozach nie uwzględniono importu wodoru ze względu na wysoką niepewność możliwości importu tego surowca.

Tabela 3.3. Saldo importowo-eksportowe netto [ktoe]

|                | 2005   | 2010   | 2015   | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040   |
|----------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Węgiel         | -9 964 | 1 414  | -1 297 | 4 250  | 1 560  | -3 899 | -3 903 | -3 901 |
| Koks           | -3 068 | -4 227 | -4 333 | -4 115 | -3 983 | -4 101 | -4 221 | -4 341 |
| Ropa naftowa   | 17 741 | 22 484 | 26 311 | 25 418 | 23 873 | 22 162 | 20 845 | 18 920 |
| LPG            | 2 172  | 1 974  | 1 868  | 1 838  | 1 867  | 1 389  | 1 064  | 821    |
| Benzyna        | -69    | 111    | -204   | 187    | 370    | 326    | 310    | 266    |
| Olej napędowy  | 2 260  | 2 202  | 309    | 4 124  | 5 008  | 4 253  | 3 629  | 3 065  |
| Gaz ziemny     | 8 531  | 8 874  | 9 947  | 13 647 | 16 584 | 16 314 | 13 051 | 7 784  |
| Paliwo jądrowe | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 10 212 |
| Biopaliwa      | -65    | 427    | -144   | 67     | 87     | 115    | 109    | 99     |
| Biomasa stała  | 0      | 0      | 506    | 366    | 342    | 348    | 330    | 282    |

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

W analizie założono zerowe saldo importowo-eksportowe energii elektrycznej (Tabela 3.4), 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 3.4. 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 3.5).

Tabela 3.5. 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              | 4,50% | 31,40% | 25,60% | 38,40% | 38,00% | 25,20% | 26,30% | 27,60% |
| Koks                | 0,5%  | 1,2%   | 2,0%   | 3,8%   | 6,5%   | 7,4%   | 8,5%   | 10,7%  |
| Ropa naftowa        | 98,0% | 98,2%  | 101,1% | 96,5%  | 96,9%  | 96,7%  | 96,5%  | 96,2%  |
| LPG                 | 47,3% | 64,1%  | 68,9%  | 55,5%  | 8,7%   | 8,7%   | 8,6%   | 8,6%   |

|                | 2005  | 2010  | 2015  | 2020  | 2025  | 2030  | 2035  | 2040   |
|----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| Benzyna        | 0,0%  | 0,0%  | 0,0%  | 0,0%  | 0,0%  | 0,0%  | 0,0%  | 0,0%   |
| Olej napędowy  | 10,7% | 0,9%  | 4,5%  | 17,3% | 0,0%  | 0,0%  | 0,0%  | 0,0%   |
| Gaz ziemny     | 67,7% | 61,8% | 52,6% | 67,7% | 65,5% | 67,4% | 67,5% | 65,5%  |
| 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%  | 1,1%  | 0,9%   |
| Biomasa stała  | 0,0%  | 0,0%  | 8,4%  | 6,5%  | 6,2%  | 6,2%  | 6,2%  | 6,2%   |

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

### 3.4. Główne źródła importu

W odniesieniu do głównych źródeł importu zastosowano podejście eksperckie, bazujące na analizie dotychczasowych kierunków dostaw i perspektywach pojawienia się nowych źródeł importu (Tabela 3.6).

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>20</sup>.

Największym źródłem importu jest gazociąg Baltic Pipe, który od jesieni 2022 roku dostarcza gaz z norweskiego szelfu kontynentalnego przez Danię bezpośrednio do Polski. W 2024 r. przez Baltic Pipe Polska sprowadziła ponad 8 mld m<sup>3</sup> gazu. Drugim istotnym źródłem jest import LNG, który trafia do Polski przez terminal LNG w Świnoujściu. W 2024 r. przez ten terminal sprowadzono ok. 6,4 mld m<sup>3</sup> gazu. LNG pochodzi głównie ze Stanów Zjednoczonych i Kataru oraz uzupełniającą z innych krajów. Gaz ziemny jest także importowany przez interkonektory z Niemiec, Litwy (gazociąg GIPL) oraz ze Słowacji. Dostawy z tych krajów odbywają się na głównie w oparciu o zakupy spot.

Jeszcze w 2022 r. największym dostawcą ropy do Polski była Federacja Rosyjska. Z tego kierunku sprowadzono do Polski 11,7 mln ton surowca, co stanowiło 47% ogółu importu ropy. W każdym kolejnym kwartale import rosyjskiej ropy był sukcesywnie obniżany. Polska zawiesiła import rosyjskiej ropy drogą morską w sierpniu 2022 r., natomiast 25 lutego 2023 r. strona rosyjska jednostronnie wstrzymała dostawy ropy naftowej realizowane rurociągiem „Przyjaźń”. Według danych statystycznych dotyczących handlu zagranicznego w marcu i kwietniu 2023 r. nie odnotowano już jakiegokolwiek importu ropy z Federacji Rosyjskiej.

W związku z wejściem w życie 6. pakietu sankcji<sup>21</sup> w lutym 2023 r. zaniechano również 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 sprowadzano 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

<sup>20</sup> Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2022 do dnia 31 grudnia 2022 r.

<sup>21</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.



Indonezja. Przewiduje się w kolejnych okresach znaczący spadek importu w konsekwencji stopniowego odchodzenia od jego stosowania we wszystkich sektorach gospodarki krajowej.

Z kolei, w związku z 12 pakietem sankcji, od 20 grudnia 2024 r. Polska przestała sprowadzać gaz płynny LPG z Federacji Rosyjskiej, którego import z tego kierunku stanowił wcześniej ok. 50% całości dostaw tego paliwa. Dostawy gazu płynnego LPG z Federacji Rosyjskiej zastąpiono importem ze Szwecji, Litwy, Czech, Kazachstanu, USA, Wielkiej Brytanii, Norwegii, Niemiec i Niderlandów, dzięki czemu obecna struktura importu stała się bardziej zdywersyfikowana niż kiedykolwiek wcześniej.

W zakresie energii elektrycznej Polska była i jest państwem samowystarczalnym. Odnotowywany handel transgraniczny zarówno z państwami z UE jak i spoza UE ma charakter uzupełniający wobec produkcji krajowej, a jego kierunek i wielkość wynika z dynamicznie kształtujących się cen energii na rynkach hurtowych. Ze względu na konfiguracje systemów elektroenergetycznych oraz zdolności przesyłowe połączeń transgranicznych głównymi kierunkami importu energii elektrycznej są Niemcy i Szwecja, a eksportu Słowacja, Czechy oraz Ukraina.

Wskazanie źródła importu paliwa jądrowego nie jest na tym etapie możliwe ze względu na to, że dostawy paliwa są integralnym elementem kontraktu na budowę konkretnej jednostki. W aktualnym stadium projektowym nie jest to informacja podawana do publicznej wiadomości.

Do 2022 r. głównym źródłem importu biomasy stałej była Białoruś, lecz sytuacja zmieniła się w wyniku konfliktu na Ukrainie. Mając na względzie aktualne zmiany rynkowe i regulacyjne, w szczególności w zakresie kryteriów zrównoważoności biomasy, aktualnie trudno wskazać prawdopodobne kierunki importu w dalszej perspektywie. Wielu ekspertów wskazuje na Stany Zjednoczone jako jeden z najbardziej perspektywicznych kierunków, ze względu na potencjał oraz niski ślad węglowy biomasy sprowadzanej z tego kierunku, dlatego w poniższej tabeli wskazano ten kraj. Niemniej jednak import tego surowca powinien zostać ograniczony do absolutnego minimum, a w znacznie większym zakresie powinien być wykorzystany potencjał krajowy, który jak wykazano w tabeli jest znaczny i zupełnie wystarczający do pokrycia zapotrzebowania.

Tabela 3.6. Główne źródła importu (państwa)

|                                  | 2005       | 2010       | 2015       | 2020      | 2025         | 2030         | 2035         | 2040         |
|----------------------------------|------------|------------|------------|-----------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| <b>Energia elektryczna*</b>      | Niemcy     | Niemcy     | Szwecja    | Szwecja   | Szwecja      | Szwecja      | Szwecja      | Szwecja      |
|                                  | Ukraina    | Szwecja    | Niemcy     | Niemcy    | Niemcy       | Niemcy       | Niemcy       | Niemcy       |
|                                  | Białoruś   | Czechy     | Czechy     | Litwa     | Litwa        | Litwa        | Litwa        | Litwa        |
| <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   |
|                                  |            | 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       |           | Norwegia     | Norwegia     | Norwegia     | Norwegia     |
| <b>ON</b>                        | Białoruś   | Niemcy     | Niemcy     | Rosja     | Niemcy       | Niemcy       | Niemcy       | Niemcy       |
|                                  | Niemcy     | Litwa      | Rosja      | Niemcy    | Holandia     | Holandia     | Holandia     | Holandia     |
|                                  |            | Słowacja   | Białoruś   | Białoruś  | Finlandia    | Finlandia    | Finlandia    | Finlandia    |
| <b>Benzyna</b>                   | Słowacja   | Niemcy     | Słowacja   | Niemcy    | Niemcy       | Niemcy       | Niemcy       | Niemcy       |
|                                  | Niemcy     | Słowacja   | Niemcy     | Słowacja  | Czechy       | Czechy       | Czechy       | Czechy       |
| <b>LPG</b>                       | Rosja      | Rosja      | Rosja      | Rosja     | Szwecja      | Szwecja      | Szwecja      | Szwecja      |
|                                  | Kazachstan | Kazachstan | Kazachstan | Szwecja   | Norwegia     | Norwegia     | Norwegia     | Norwegia     |
| <b>CNG</b>                       | -          | -          | -          | -         | -            | -            | -            | -            |
| <b>Gaz ziemny</b>                | Rosja      | Rosja      | Rosja      | Rosja     | Norwegia     | USA          | USA          | USA          |



|                       |            |          |            |          |           |           |           |           |
|-----------------------|------------|----------|------------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
|                       | Uzbekistan | Niemcy   | Niemcy     | Niemcy   | USA       | Norwegia  | Norwegia  | Norwegia  |
|                       | Kazachstan |          | Katar      | Katar    | Katar     | Katar     | Katar     | Katar     |
| <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       | USA       | USA       | USA       |
|                       |            |          |            |          | Litwa     | Litwa     | Litwa     | Litwa     |
|                       |            |          |            |          | Finlandia | Finlandia | Finlandia | 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 (Tabela 3.8) 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 ok. 14%, natomiast w latach 2020-2040 ulegnie znacznemu zwiększeniu. Średnioroczne tempo wzrostu tej kategorii wynosi w całym rozpatrywanym okresie prognozy 2,5%. 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. 876 tys., pojazdów z napędem elektrycznym, zużywających odpowiednio: 2,7 TWh i 21,7 TWh energii elektrycznej. W ciepłownictwie systemowym założono znaczący udział scentralizowanych systemów opartych na wielkoskalowych pompach ciepła i kotłów elektrycznych, których funkcjonowanie wiąże się z istotnym zużyciem energii elektrycznej. To samo dotyczy indywidualnych źródeł ciepła, w których pompy ciepła będą odgrywały kluczową rolę. Wzrost zużycia energii elektrycznej w przemyśle wiązał się będzie głównie z unowocześnianiem i automatyzacją procesów produkcyjnych. Transformacja energetyczna prowadzić będzie do stopniowego zastępowania paliw stałych i gazowych rozwiązaniami technicznymi wykorzystującymi energię elektryczną. Jednocześnie w przemyśle zachodziły będą procesy poprawy efektywności energetycznej urządzeń (napędów elektrycznych, układów technologicznych), które wpłyną na ograniczanie zużycia energii. Istotny wzrost zużycia energii elektrycznej dotyczy sektora energii i związany jest z produkcją wodoru odnawialnego w procesie elektrolizy.
- W poniższej tabeli przedstawiono szacunki zużycia energii elektrycznej w elektrolizerach, przy założeniu produkcji wodoru odnawialnego na poziomie zgodnym z wartościami podanymi w tabeli poniżej.

Tabela 3.7 Zużycie energii elektrycznej w elektrolizerach

|  | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 |
|--|------|------|------|------|------|
|--|------|------|------|------|------|

|                                      |   |   |   |    |    |
|--------------------------------------|---|---|---|----|----|
| Zużycie e.e. w elektrolizerach [TWh] | 0 | 0 | 6 | 13 | 38 |
|--------------------------------------|---|---|---|----|----|

- przewiduje się spadek zapotrzebowania na ciepło z sieci (o 13 % w latach 2020-2030), wynikający z założeń odnośnie do tempa i zakresu termomodernizacji budynków, tempa i zakresu przyłączeń nowych odbiorców oraz warunków rynkowych. Założono w prognozie, że zabiegi podejmowane w ramach walki z tzw. niską emisją staną się bodźcem do inwestycji w rozwój sieci ciepłowniczych, jednocześnie założony wzrost cen uprawnień do emisji GHG będzie sprawiał, że ciepło systemowe, szczególnie w początkowym okresie prognozy będzie stopniowo tracić swoją konkurencyjność w porównaniu technologiami indywidualnego ogrzewania.
- prognozuje się spadek zużycia węgla kamiennego i brunatnego wynikający z procesów transformacji energetycznej. Spadek zużycia węgla w elektroenergetyce i ciepłownictwie istotnie przyspiesza już po 2025 r. Zużycie węgla w budynkach z kolei, spada niemalże do zera w perspektywie 2040 r. (przy czym wcześniej, bo już w 2035 r. spadnie do zera w budynkach w mieście).
- przewiduje się spadek zużycia ropy naftowej i produktów naftowych w analizowanym okresie. Wzrost zużycia produktów naftowych obserwowany w latach 2015-2020 związany był z wprowadzeniem w Polsce pakietu ustaw ograniczających tzw. szarą strefę w obrocie paliwami. Od 2020 r. przewiduje się stopniowe ograniczanie zastosowania paliw silnikowych i stopniowe zastępowanie paliwami alternatywnymi. Istotną rolę odgrywa tutaj również poprawa efektywności wykorzystania energii, w tym stopniowe obniżanie się wskaźników jednostkowego zużycia paliwa w nowych pojazdach, zgodnie z założeniami prawodawstwa unijnego, a także wzrost znaczenia elektromobilności i biopaliw;
- wyniki analiz wskazują na pewien wzrost zapotrzebowania krajowego na gaz ziemny w perspektywie ok. 2030 r. (z 17,1 Mtoe w 2020 r. do 19,6 Mtoe), a następnie jego stopniowy spadek do 10,8 Mtoe w 2040 r.<sup>22</sup> Gaz ziemny w Polsce będzie odgrywał zatem rolę paliwa przejściowego w transformacji energetycznej, w początkowym 10-15 letnim okresie. Później będzie stopniowo zastępowany energią elektryczną oraz uzupełniającą paliwami i technologiami bezemisyjnymi, takimi jak biometan i wodór odnawialny.
- przewiduje się dalszy stopniowy wzrost zapotrzebowania na odnawialne nośniki energii takie jak biomasa, biogaz, biometan czy biopaliwa.
- Istotną rolę w bilansie energetycznym odgrywać będzie biometan, którego zużycie w 2030 r. szacuje się na poziomie 0,9 Mtoe, a następnie jego stopniowy wzrost. Biometan jest paliwem, którego potencjał szacowany jest przez różne ośrodki badawcze na poziomie 8 mld m<sup>3</sup>/rok, stąd też możliwe jest uzyskanie wysokiego poziomu jego zastosowania w przyszłości, pod warunkiem stworzenia odpowiedniego otoczenia prawnego i finansowego, co dla obecnego rządu jest priorytetem.

Tabela 3.8. Krajowe zużycie brutto paliw i energii [ktOE] – scenariusz WAM

|                     | 2005   | 2010   | 2015   | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040   |
|---------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Energia elektryczna | 12 532 | 13 440 | 14 154 | 14 730 | 15 171 | 16 739 | 18 972 | 22 930 |
| Ciepło sieciowe     | 8 032  | 8 021  | 6 721  | 6 843  | 6 499  | 5 924  | 5 515  | 5 295  |
| Węgiel              | 58 268 | 60 053 | 53 036 | 45 035 | 35 321 | 21 095 | 12 508 | 7 740  |
| Koks                | 2 318  | 2 074  | 2 228  | 1 308  | 1 348  | 1 243  | 1 127  | 935    |
| Ropa naftowa        | 18 459 | 23 184 | 26 506 | 25 992 | 24 585 | 22 872 | 21 553 | 19 627 |
| Produkty naftowe    | 21 987 | 25 956 | 24 074 | 31 037 | 31 667 | 28 361 | 25 814 | 22 744 |
| Gaz ziemny          | 12 235 | 12 805 | 13 776 | 17 107 | 19 884 | 19 614 | 16 351 | 10 784 |

<sup>22</sup> Należy jednocześnie wskazać, że analizy operatora systemu przesyłowego gazowego przewidują, że w wariantcie bazowym szczyt krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny nastąpi w 2031 roku i wyniesie 27,2 mld m<sup>3</sup>. W perspektywie 2040 r. zużycie gazu wg. ww. prognoz OSPg może utrzymać się na tym poziomie i nie spaść poniżej 26 mld m<sup>3</sup>.

|                                | 2005  | 2010  | 2015  | 2020  | 2025  | 2030  | 2035  | 2040   |
|--------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| Gaz koksowniczy                | 1 447 | 1 707 | 1 704 | 1 406 | 1 284 | 1 148 | 1 070 | 849    |
| Gaz wielkopiecowy              | 560   | 526   | 632   | 464   | 546   | 412   | 218   | 107    |
| Gazy odnawialne                | 54    | 115   | 229   | 322   | 630   | 2049  | 3530  | 6 173  |
| Pozost. paliwa gazowe*         | 161   | 149   | 163   | 84    | 93    | 73    | 60    | 14     |
| Biomasa stała                  | 4 166 | 5 866 | 6 884 | 9 330 | 8 982 | 9 071 | 8 811 | 8 118  |
| Biopaliwa                      | 54    | 868   | 782   | 1 042 | 1 369 | 1 802 | 1 714 | 1 554  |
| Paliwo jądrowe                 | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 10 212 |
| Odpady komunalne i przemysłowe | 157   | 400   | 564   | 1 193 | 1 315 | 1 462 | 1 494 | 1 398  |

\*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

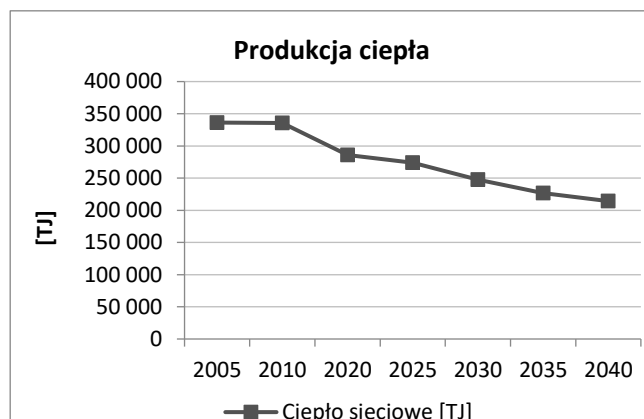
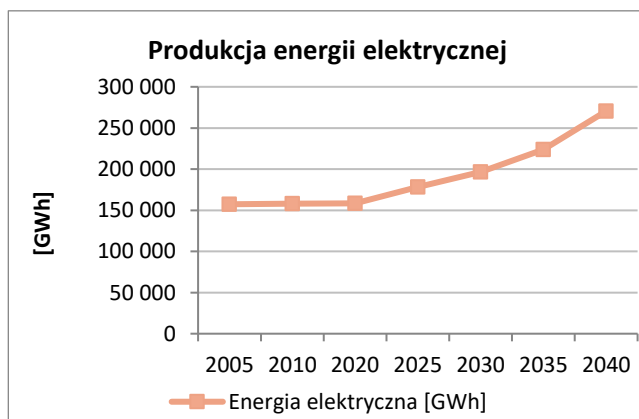
### 3.6. Produkcja energii elektrycznej i ciepła

W tabeli (Tabela 3.9) i na rysunku (Rysunek 3.4) zaprezentowano dane dotyczące produkcji energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto w Polsce. Zgodnie z uzyskanymi wynikami prognoz, przewiduje się wzrost krajowej produkcji energii elektrycznej z poziomu 158,2 TWh w 2020 r. do 196 TWh w 2030 r. Procentowy wzrost w okresie 2020-2030 wynosi 24% natomiast w latach 2020-2040 produkcja energii elektrycznej wzrasta niemalże 2- krotnie. Produkcja krajowa ciepła sieciowego spada z poziomu 286 PJ w 2020 r. do 214 PJ w 2040 r. W ujęciu procentowym spadek wynosi 25% w rozpatrywanym okresie.

Tabela 3.9 Produkcja energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto – scenariusz WAM

|                           | 2005    | 2010    | 2015    | 2020    | 2025    | 2030    | 2035    | 2040    |
|---------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Energia elektryczna [GWh] | 157 295 | 158 186 | 165 128 | 158 247 | 178 122 | 196 466 | 223 835 | 270 494 |
| Ciepło sieciowe [TJ]      | 336 292 | 335 831 | 274 357 | 285 870 | 273 725 | 247 366 | 226 602 | 214 236 |

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



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

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

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

Wyniki przeprowadzonej analizy kierunków rozwoju krajowego sektora elektroenergetycznego wskazują na daleko idące zmiany jakie będą zachodzić w strukturze produkcji energii elektrycznej, wynikające z uwarunkowań determinowanych unijną polityką energetyczno-klimatyczną. Wymuszany administracyjnie rozwój odnawialnych źródeł energii oraz obowiązek zakupu uprawnień do emisji GHG w ramach systemu EU ETS powodować będzie stopniowe zmniejszanie się udziału elektrowni węglowych w strukturze produkcji energii elektrycznej. Przewiduje się istotny spadek produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego i brunatnego w elektrowniach i elektrociepłowniach jeszcze w obecnej dekadzie. Zgodnie z otrzymanymi wynikami analiz, produkcja energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach na węgiel kamienny obniża się z poziomu 70,7 TWh w 2020 r. do 30,1 w 2030 r., natomiast na węgiel brunatny z poziomu 38,1 TWh do 14,8 TWh. Produkcja energii elektrycznej na węglu kamiennym spada do zera w perspektywie 2040 r., a na węglu brunatnym w perspektywie 2035 r. Głównym czynnikiem wpływającym na wspomniany proces jest stopniowe wypychanie jednostek węglowych z krzywej „merit order” m.in. z powodu dynamicznego wzrostu produkcji z OZE i pojawienie się od 2036 r. pierwszych elektrowni jądrowych. Jednostki węglowe wytwarzają mniej energii w przeliczeniu na jednostkę mocy, ale ich rolą jest w dużym stopniu zapewnianie mocy rezerwowych w dynamicznie rozbudowywanym i zdwersyfikowanym technologicznie systemie. W celu spełnienia kryterium bezpieczeństwa systemowego przyjęto, że bez względu na przewidywany czas pracy poszczególnych jednostek, a tym samym zdolność do osiągnięcia progu rentowności, jednostki węglowe nie będą odstawiane do czasu pokrycia zapotrzebowania na moc przez inne źródła wytwórcze. Niektóre węglowe jednostki wytwórcze klasy 200 MW mogą wymagać modernizacji, aby poprawić ich parametry tak, by lepiej spełniały funkcję regulacyjną i zapewnić wystarczalność mocy w KSE. Utrzymanie jednostek węglowych w dobrym stanie technicznym ma istotne znaczenie dla pewności dostaw energii, zwłaszcza w okresie początkowego rozwoju alternatywnych rozwiązań zapewniających stabilną generację lub wzmacniających potrzeby bilansowe. Utrzymanie i modernizacja tych jednostek umożliwi optymalne wykorzystanie posiadanych zasobów krajowych, wesprze bilansowanie KSE, zredukuje wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny i może przynieść korzyści tzw. technologicznej renty opóźnienia pozwalającej na zastąpienie istniejących źródeł sprawdzonymi, nowoczesnymi technologiami energetycznymi, które po osiągnięciu dojrzałości dodatkowo cechować się będą obniżonymi jednostkowymi nakładami inwestycyjnymi. Trzeba zauważyć, że źródła węglowe mają tzw. minima techniczne. Niższe ich wykorzystanie oznaczałoby ich okresowe wyłączenie. Długi okres rozruchu ze stanu zimnego uniemożliwia realizację funkcji systemowych, a częste ich wyłączanie wpływa na szybsze wyeksploatowanie posiadanych mocy i pogorszenie ich stanu technicznego.

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

Jednostki węglowe rok po roku będą traciły udział w rynku – ograniczenie produkcji będzie prowadziło do wzrostu jednostkowych kosztów produkcji, a to z kolei doprowadzi do spadku zdolności sprzedażowych. Malejący strumień przychodów będzie powodował rosnące kłopoty finansowe tych jednostek, które nie będą w stanie pokrywać swoich kosztów z przychodów z rynku hurtowego. W literaturze zjawisko to określane jest jako „missing money on electricity markets”. Brak pokrycia kosztów będzie skutkował zgłaszaniem przez wytwórców energii wyłączeń elektrowni z powodu nieopłacalności ich eksploatacji, niezależnie od zapotrzebowania na energię i zdolności jego pokrycia z innych źródeł.

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

strukturę wytwarzania energii elektrycznej w Polsce należy uznać to za jedno z najważniejszych wyzwań krajowej polityki energetycznej. Polska prowadzi obecnie rozmowy z Komisją Europejską na temat przyszłych, potencjalnych mechanizmów wsparcia dla elektrowni konwencjonalnych po 2028 r., w tym węglowych i gazowych.

Produkcja w jednostkach gazowych (nowe jednostki to głównie wysokosprawne bloki parowo-gazowe) wzrośnie z 17,4 TWh w 2020 r. do 34,6 TWh w 2030 r., a następnie ulegać będzie stopniowemu obniżaniu do 15,8 TWh w 2040 r. Realizacja takiego scenariusza uzależniona jest jednak od tempa i zakresu rozwoju pozostałych źródeł wytwórczych (w tym przede wszystkim źródeł jądrowych). Zarówno unijna jak i krajowa polityka energetyczna sprzyjać będzie wdrażaniu nowych niskoemisyjnych źródeł, z których dużą część stanowić będą niesterowalne źródła odnawialne charakteryzujące się zmiennością produkcji (elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne). Występowanie tego rodzaju źródeł wytwarzania w zakładanych w aKPEiK ilościach wymagać będzie inwestowania w elastyczne źródła: turbiny gazowe, a także magazyny energii, niezbędne dla integracji OZE w systemie elektroenergetycznym. Rosnące udziały pogodozależnych OZE zmieniać całkowicie sposób pracy systemów elektroenergetycznych i z pewnością będą skutkować licznymi wyzwaniami technicznymi. Bezpieczna i stabilna praca systemu wymagać będzie nie tylko odpowiednich ilości mocy dyspozycyjnych zapewniających wystarczalność, ale też wysokiego poziomu elastyczności, czyli zdolności dopasowania do szybkiej zmienności w warunkach operacyjnych. Wzrost udziału OZE i wypieranie jednostek konwencjonalnych oznacza spadek inercji systemu i zdolności szybkiego reagowania na zmiany częstotliwości i napięcia dzięki energii kinetycznej zgromadzonej w wirujących masach generatorów synchronicznych – z tego też powodu w aKPEiK postuluje się utrzymywanie odpowiedniego poziomu jednostek wytwórczych energii elektrycznej: węglowych, gazowych i jądrowych. Przy wysokiej generacji OZE pojawiać się będą problemy z nadpodażą energii. Aby chronić system przed niebilansowaniem i przeciążeniami sieciowymi, operatorzy będą musieli albo redukować generację z OZE, co nie jest rozwiązaniem optymalnym, albo zostanie ona racjonalnie wykorzystana np. w technologiach P2X – co przyczyni się jednocześnie do „zazielenienia” ciepłownictwa, przemysłu i transportu lub zostanie zmagazynowana w magazynach energii elektrycznej. Zgodnie z zaprezentowanymi wynikami, w latach 2020-2030 udział OZE w produkcji energii elektrycznej netto zostanie więcej niż potrojony (udział wzrośnie z 16,2% do 53%). Istotnym założeniem przyjętym w obliczeniach modelowych jest to, że gaz ziemny w nowych jednostkach będzie po 2035 r. sukcesywnie zastępowany biometanem oraz uzupełniająco wodorem (w analizie założono, że wszystkie nowe jednostki będą w przyszłości przystosowane do spalania wodoru oraz biometanu). Bardzo ważnym elementem transformacji sektora elektroenergetycznego jest również rozwój energetyki jądrowej w Polsce. Zgodnie z przyjętymi założeniami, pierwszy blok elektrowni jądrowej zostanie oddany do użytku w 2036 r., a kolejne będą uruchamiane w 2036, 2037, 2038, 2040, 2041 i 2043 r. Obok wielkoskalowych jednostek zakłada się również budowę małych reaktorów modułowych (SMR). Szacowana łączna produkcja energii elektrycznej brutto z elektrowni jądrowych (wielkoskalowe + SMR) w 2040 r. wyniesie 44 TWh.

Proces transformacji polskiej energetyki, będzie procesem długotrwałym i kosztownym. Musi on zostać rozłożony w czasie, w taki sposób, aby możliwym było łagodzenie skutków gospodarczych i społecznych z niego wynikających. Jednocześnie istotnym aspektem jest jego równoległa realizacja we wszystkich obszarach/sektorach, ponieważ tak istotny wzrost produkcji energii elektrycznej z pogodozależnych źródeł wytwórczych będzie wymagał wdrożenia skutecznych sposobów zagospodarowania nadwyżek. Istotnym elementem transformacji energetycznej jest synchronizacja działań podejmowanych w różnych sektorach i wykorzystanie efektu synergii. Jednym ze sposobów na zagospodarowanie wspomnianych nadwyżek jest elektryfikacja ciepłownictwa, zarówno systemowego, jak i indywidualnego. Obecna aktualizacja KPEiK kładzie duży nacisk na synergię sektora elektroenergetycznego i ciepłowniczego (*ang. sector coupling*). Systemy ciepłownicze mają się stać aktywnym uczestnikiem rynku energii, konsumując i magazynując nadwyżki energii elektrycznej z OZE w okresach jej nadprodukcji, a w okresach niedoboru – dostarczając energię w kogeneracji.

Ważną rolę będzie odgrywał również wodór odnawialny. W sektorze elektroenergetycznym to kolejne źródło elastyczności w systemach z dużym udziałem źródeł OZE. Wodór z elektrolizy stanowi poważną alternatywę dla wielkoskalowego i długoterminowego magazynowania energii w celu zrównoważenia

sezonowych zmian zapotrzebowania na energię elektryczną. W tym aspekcie przewyższa on techniczne możliwości magazynowania oferowane przez systemy bateryjne, które zazwyczaj operują w krótkich, kilkugodzinowych cyklach. W analizie założono, że część produkowanego odnawialnego wodoru, w tym pochodzenia niebiologicznego, będzie kierowana do sektorów transportu, przemysłu i ciepłownictwa, natomiast pozostała część będzie spalana w turbinach gazowych i jednostkach CCGT odpowiednio przystosowanych do tego celu (założono w analizie, że nowobudowane jednostki gazowe będą przystosowane do spalania wodoru w przyszłości). W poniższej tabeli zaprezentowano prognozy produkcji energii elektrycznej z wodoru odnawialnego. Wynika z nich, że zastosowanie tego paliwa do produkcji energii elektrycznej na szerszą skalę będzie miało miejsce w Polsce dopiero po 2035 r. (aczkolwiek nie można wykluczyć wcześniejszej komercjalizacji tego rozwiązania, szczególnie w warunkach istotnego dotowania tej technologii). Udział wodoru w całkowitej produkcji energii elektrycznej stopniowo wzrasta w prognozie.

Należy podkreślić, że przedstawiony dynamiczny rozwój energetyki jądrowej, gazowej i OZE w latach 2030-2040 uwarunkowany jest w dużym stopniu kosztem uprawnień do emisji GHG, i to nie tylko w danym okresie, ale przede wszystkim w okresie życia jednostki. W celu uniknięcia zniekształcenia wyników analizy odnośnie podejmowanych decyzji inwestycyjnych pod koniec okresu modelowania, horyzont analizy w modelu MESSAGE został wydłużony.

Tabela 3.10. Produkcja energii elektrycznej brutto [TWh] – scenariusz WAM

|                          | 2005  | 2010 | 2015  | 2020  | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 |
|--------------------------|-------|------|-------|-------|------|------|------|------|
| Węgiel*                  | 143,3 | 138  | 132,2 | 108,8 | 88,2 | 44,9 | 13,2 | 0    |
| Paliwa gazowe**          | 5,2   | 5,1  | 6,4   | 17,4  | 28,9 | 34,6 | 30,2 | 15,8 |
| Gazy odnawialne***       | 0,1   | 0,4  | 0,9   | 1,2   | 2,2  | 3,1  | 4,4  | 7,5  |
| Olej opałowy             | 2,7   | 2,6  | 2,1   | 1,7   | 1,8  | 1,4  | 1,2  | 0,0  |
| Energia jądrowa          | 0,0   | 0,0  | 0,0   | 0,0   | 0,0  | 0,0  | 0,0  | 44,0 |
| Biomasa                  | 1,4   | 5,9  | 9,0   | 6,9   | 6,5  | 6,8  | 6,7  | 5,2  |
| Energia wodna            | 2,2   | 2,9  | 1,8   | 2,1   | 2,6  | 2,7  | 3,0  | 3,0  |
| Z wody przepompowanej    | 1,6   | 0,6  | 0,6   | 0,8   | 1,2  | 1,3  | 2,3  | 2,8  |
| Energia wiatru na lądzie | 0,1   | 1,7  | 10,9  | 15,8  | 25,7 | 41,7 | 64,4 | 74,1 |
| Energia wiatru na morzu  | 0,0   | 0,0  | 0,0   | 0,0   | 0,0  | 20,8 | 44,7 | 58,1 |
| Energia słoneczna        | 0,0   | 0,0  | 0,1   | 2,0   | 18,5 | 29,0 | 35,6 | 38,0 |
| 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   | 2,5  | 2,4  | 2,2  | 0,9  |
| Magazyny (Baterie)       | 0,0   | 0,0  | 0,0   | 0,0   | 0,1  | 7,8  | 15,9 | 21,0 |

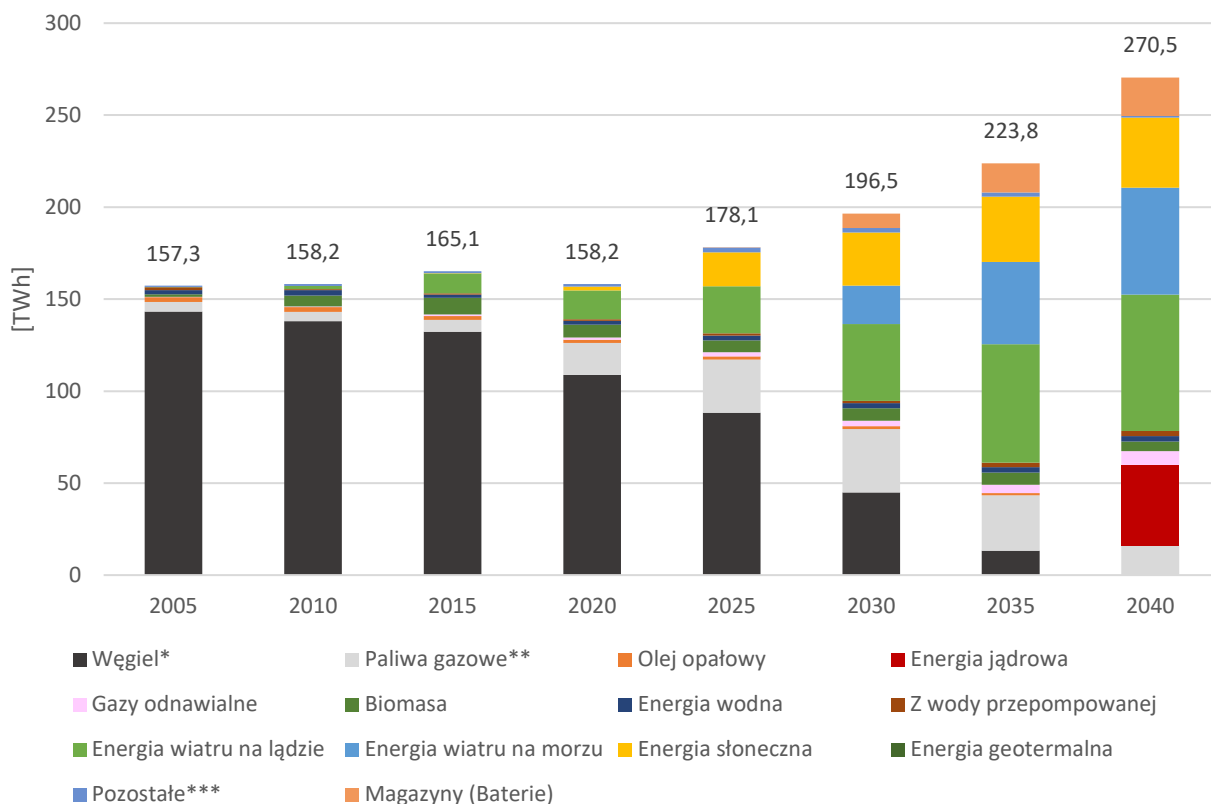
\* Łącznie z gazem koksowniczym i wielkopieczowym

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

\*\*\* Biogaz, biometan, wodór odnawialny

\*\*\*\* Nieorganiczne odpady przemysłowe i komunalne

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



Rysunek 3.5. Produkcja energii elektrycznej brutto w Polsce z podziałem na paliwa - scenariusz WAM [TWh]

\*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

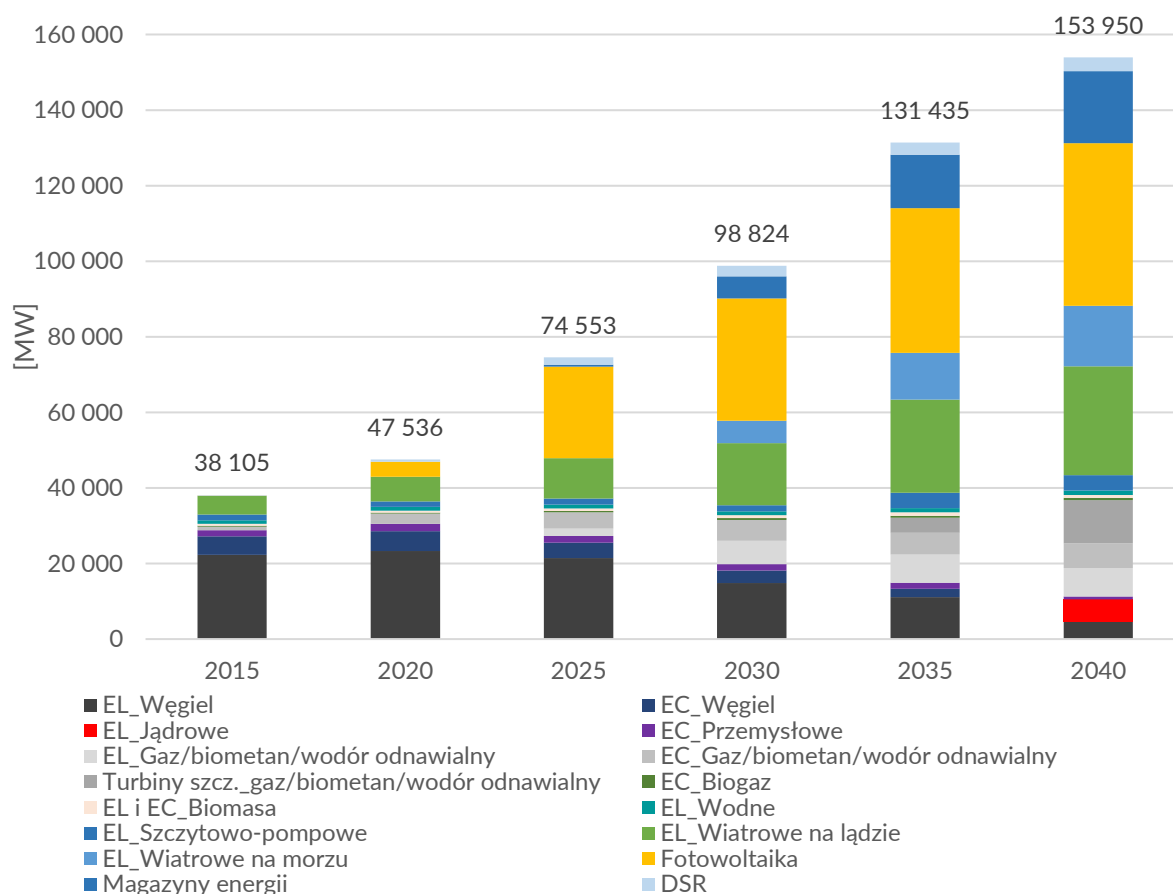
Omówione w poprzednim punkcie raportu poziomy produkcji energii elektrycznej są pochodną określonej w modelu MESSAGE optymalnej struktury mocy wytwórczych w systemie. Dobór jednostek wytwarzania został przeprowadzony w oparciu o kryterium najniższych kosztów systemowych w całym rozpatrywanym okresie czasowym, przy uwzględnieniu ograniczeń natury technicznej, surowcowej, regulacyjnej i środowiskowej. Wyniki obliczeń przedstawione poniżej (Tabela 3.11 i Rysunek ) i wskazują one na istotny wzrost mocy osiągalnej netto w systemie ogółem (z 47,5 GW w 2020 r. do 98,8 GW w 2030 r.). Wzrost ten jest wywołany głównie znaczącym przyrostem mocy charakteryzujących się niskimi wskaźnikami mocy zainstalowanej (PV, wiatrowe). Moce elektrowni wiatrowych na lądzie wzrastają z poziomu 6,5 GW w 2020 r. do 16,5 GW w 2030 r. oraz 29 GW w 2040 r. Istotnym komponentem wchodzącym w skład przyszłego miksu energetycznego będzie także energetyka wiatrowa na morzu. Do końca 2030 r. założono instalację ok. 6 GW, a w perspektywie 2040 r. - 16 GW. Najszybszy i największy przyrost mocy w systemie dotyczy fotowoltaiki (zarówno mikroinstalacji jak i dużych farm - z poziomu 4 GW w 2020 r. do 32 GW w 2030. W konsekwencji znacząco zmniejszy się rola jednostek systemowych zasilanych paliwami węglowymi – ich udział w mocy osiągalnej netto ulegnie redukcji z ok. 63% w 2020 r. do 19% w 2030 r. Natomiast w 2040 r. jednostki oparte na węglu odgrywają głównie rolę jednostek szczytowych i podszczytowych. Udział źródeł odnawialnych wzrasta z 26% w 2020 r. do 57% w 2030 r. W strukturze mocy wytwórczych w latach 2036-2040 pojawiają się bloki jądrowe.

Tabela 3.11. Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii (scenariusz WAM) [MW]

|                                               | 2005   | 2010   | 2015   | 2020   | 2025   | 2030   | 2035    | 2040    |
|-----------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|
| EL_Wegiel                                     | 22 809 | 22 800 | 22 260 | 23 334 | 21 472 | 14 863 | 11 091  | 4 572   |
| EL_Gaz/biometaan/wodór odnawialny             | 0      | 0      | 0      | 0      | 1 915  | 6 142  | 7 508   | 7 508   |
| EL_Jądrowe                                    | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0       | 5 910   |
| EL_Wodne                                      | 914    | 935    | 964    | 987    | 1 008  | 1 038  | 1 148   | 1 178   |
| EL_Szczytowo-pompowe                          | 1 482  | 1 482  | 1 508  | 1 508  | 1 570  | 1 570  | 4 038   | 4 038   |
| EC_Przemysłowe                                | 6 140  | 6 126  | 1 605  | 1 945  | 1 802  | 1 755  | 1 605   | 816     |
| EC_WK                                         |        |        | 4 968  | 5 226  | 4 037  | 3 238  | 2 187   | 0       |
| EC_Gaz/biometaan/wodór odnawialny             | 760    | 807    | 928    | 2 688  | 4 320  | 5 502  | 5 707   | 6 543   |
| EL i EC_Biomasa                               | 102    | 140    | 513    | 534    | 677    | 806    | 887     | 815     |
| EC_Biogaz                                     |        |        | 216    | 241    | 355    | 491    | 556     | 560     |
| EL_Wiatrowe na lądzie                         | 121    | 1 108  | 4 886  | 6 499  | 10 744 | 16 476 | 24 625  | 28 782  |
| EL_Wiatrowe na morzu                          | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 5 873  | 12 373  | 16 073  |
| Fotowoltaika                                  | 0      | 0      | 108    | 3 960  | 24 195 | 32 395 | 38 295  | 43 037  |
| Turbiny szcz. _gaz/biometaan/wodór odnawialny | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 4000    | 11438   |
| Magazyny energii                              | 0      | 0      | 0      | 0      | 550    | 5 865  | 14 150  | 19 055  |
| DSR                                           | 0      | 0      | 150    | 615    | 1 908  | 2 810  | 3 265   | 3 625   |
| Razem                                         | 32 329 | 33 397 | 38 105 | 47 536 | 74 553 | 98 824 | 131 435 | 153 950 |

\* W pracach prognostycznych do niniejszego scenariusza odnotowano niepewność co do tempa przyrostu mocy w elektrowniach szczytowo-pompowych oraz magazynach elektrochemicznych, w szczególności do 2030 r. Do kompleksowych analiz przyjęto ostrożnościowe podejście. Przyjmuje się możliwość wyższego przyrostu mocy zainstalowanej w magazynach energii, np. na bazie zawartych umów mocowych (wg stanu na I poł. 2025 r. wielkość zakontraktowanej mocy osiągalnej w magazynach do roku 2029 wynosiła ok. 6 GW).





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

EL – elektrownie, EC – elektrociepłownie

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

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 12,2 GW, natomiast na węglu brunatnym 6,6 GW. W kolejnej dekadzie następować będzie dalsza sukcesywna redukcja mocy węglowych, prowadząca do tego, że w 2040 r. stanowiąc będą one niecałe 3% mocy osiągalnej w KSE (łącznie moce na węgiel kamienny i brunatny). W 2040 r. moce na węgiel kamienny wynoszą łącznie 4,6 GW, na co składać się będą elektrownie stosunkowo niedawno wybudowane o aktualnie najlepszych parametrach techniczno-ekonomicznych. W perspektywie do 2040 r. moce w elektrowniach na węgiel brunatny i elektrociepłowniach na węgiel kamienny spadną do zera.

Harmonogram wycofań jednostek opalanych węglem brunatnym oraz brak opłacalności inwestowania w nowe moce wytwórcze powoduje, że po 2030 r. następuje dynamiczny proces zmniejszania mocy

zainstalowanej w tej technologii w KSE, co jednocześnie przekłada się na znaczący spadek produkcji energii elektrycznej ze źródeł bazujących na tym paliwie, opisany w poprzednim podrozdziale. Wyraźny jest także spadek wskaźników wykorzystania mocy zainstalowanej w jednostkach na węglu brunatnym, które pozostają w systemie po 2030 r. Jak wiadomo koszty stałe w tego rodzaju jednostkach są wyższe (dochodzą koszty utrzymania kopalni odkrywkowych) niż w jednostkach na węgiel kamienny, stąd ich rola jako jednostek szczytowych powinna być ograniczana. Niemniej jednak biorąc pod uwagę względy sieciowe wyłączenie tych jednostek „z dnia na dzień” jest po prostu niemożliwe. Muszą zostać wdrożone mechanizmy, które pozwolą na utrzymanie tych jednostek w systemie, głównie ze względów bezpieczeństwa pracy KSE.

Powyżej zaprezentowana prognozowana struktura mocy wytwórczych została poddana analizom przez Operatora Systemu Przesyłowego<sup>23</sup> pod kątem zapewnienia wystarczalności zasobów wytwórczych w krajowym systemie elektroenergetycznym w odniesieniu do przyjętej prognozy zapotrzebowania. Weryfikacja ta została przeprowadzona z uwzględnieniem 38 typów lat klimatycznych (1982-2019) na aparacie narzędziowym PSE S.A. 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). **Wyniki opisanej, uproszczonej analizy wystarczalności zasobów wytwórczych potwierdzają spełnienie standardu bezpieczeństwa w scenariuszu WAM w całej perspektywie prognozowania.** Uśredniona wartość wskaźnika LOLE dla analizowanych lat klimatycznych wykazuje **brak przekroczenia standardu bezpieczeństwa 3h/rok<sup>24</sup>.**

## 4. Wymiar „wewnętrzny rynek energii”

### 4.1. Rynek energii elektrycznej i paliw, ceny energii

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

#### 4.1.1. Koszty wytwarzania energii elektrycznej i wodoru

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

---

<sup>23</sup> PSE S.A.

<sup>24</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.

Tabela 4.1. Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej [EUR'2024/MWh] – scenariusz WAM

| Rok  | Koszt kapitałowy | Koszt stały O&M | Koszt zmienny O&M | Koszt paliwa | Koszt emisji CO <sub>2</sub> | Koszt wytwarzania e.e. |
|------|------------------|-----------------|-------------------|--------------|------------------------------|------------------------|
| 2020 | 14,5             | 14,5            | 2,4               | 24,7         | 23,3                         | 79,4                   |
| 2025 | 27,7             | 16,0            | 2,5               | 39,4         | 54,4                         | 139,9                  |
| 2030 | 46,1             | 17,6            | 1,8               | 27,2         | 36,8                         | 129,6                  |
| 2035 | 61,5             | 18,8            | 1,1               | 22,6         | 13,4                         | 117,4                  |
| 2040 | 72,3             | 19,6            | 0,8               | 15,7         | 6,6                          | 115,1                  |

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.

Koszty wytwarzania wodoru odnawialnego produkowanego w elektrolizerach, zostały wygenerowane w modelu MESSAGE, który bierze pod uwagę cały łańcuch kosztów wytwarzania, w tym: koszty energii elektrycznej zasilającej elektrolizery, parametry techniczno-ekonomiczne elektrolizerów (w tym koszty operacyjne stałe i zmienne). Wygenerowane w modelu koszty wytwarzania wodoru odnawialnego zaprezentowano w tabeli 4.2.

Tabela 4.2. Jednostkowe koszty wytwarzania wodoru w procesie elektrolizy [EUR'2024/kg] – scenariusz WAM

|                                       | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 |
|---------------------------------------|------|------|------|------|
| Koszt wytwarzania wodoru odnawialnego | 8,1  | 6,9  | 5,3  | 4,0  |

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.

## 4.1.2. Ceny energii elektrycznej w podziale na sektory

Projekcje cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych powstały na bazie uśrednionych kosztów wytwarzania energii elektrycznej zaprezentowanych w poprzednim podpunkcie. Poza kosztami wytwarzania (obejmującymi koszty inwestycyjne, koszty stałe, zmienne i środowiskowe), uwzględnione zostały również koszty związane z koniecznością utrzymania odpowiednich rezerw mocy i elastyczności systemu, a także opłaty przesyłowe i dystrybucyjne (w których ważnym komponentem są koszty inwestycji w rozwój i modernizację infrastruktury sieciowej) oraz stosowany obecnie sposób opodatkowania. Obliczenia zostały przeprowadzone przy stopie dyskonta na poziomie 6%.

Tabela 4.3 przedstawia projekcje cen energii elektrycznej dla trzech grup odbiorców końcowych – gospodarstw domowych, przemysłu i usług. Zaprezentowane ceny są cenami uśrednionymi, zawierającymi podatki (w obliczeniach przyjęto wysokość akcyzy na poziomie 5 zł/MWh w cenach bieżących oraz podatku VAT na poziomie 23% w całym horyzoncie prognozy). Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych nie zawierają podatku VAT, ponieważ jest on refundowany przez Skarb Państwa.

Zgodnie z uzyskanymi wynikami przewiduje się stopniowy spadek cen energii elektrycznej w rozpatrywanych grupach odbiorców końcowych. Głównym czynnikiem determinującym prognozowany spadek są prognozowane spadki uśrednionych kosztów wytwarzania w systemie (wielkości zaprezentowane w tabeli 4.81), osiągnięte głównie za sprawą szybkiego zwiększania udziału OZE w miksie energetycznym. W analizach założono, że koszty związane z modernizacją i rozbudową sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, będą częściowo (5-10%) pokrywane z dotacji unijnych, co ogranicza koszty przenoszone w taryfach na odbiorców końcowych. Kolejnym czynnikiem jest stopniowe zwiększanie się udziału odbiorców działających w ramach lokalnych spółdzielni energetycznych (przemysł/strefy ekonomiczne/gminy wiejskie/gminy miejskie, inne), których koszty dystrybucji są średnio o 20-30% niższe od płaconych przez odbiorców przyłączonych do sieci, głównie poprzez brak opłat dystrybucyjnych i preferencyjne rozliczanie nadwyżek wyprodukowanej energii w ramach grupy.

Tabela 4.3. Ceny energii elektrycznej z podziałem na sektor [EUR'2024/kWh] – scenariusz WAM

|                     | 2005  | 2010  | 2015  | 2020  | 2025  | 2030  | 2035  | 2040  |
|---------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Gospodarstwa domowe | 0,144 | 0,183 | 0,189 | 0,178 | 0,251 | 0,243 | 0,227 | 0,219 |
| Przemysł            | 0,083 | 0,126 | 0,104 | 0,113 | 0,164 | 0,158 | 0,146 | 0,140 |
| Usługi              | b.d.  | b.d.  | 0,169 | 0,154 | 0,228 | 0,221 | 0,205 | 0,197 |

\* 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.

### 4.1.3. 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>25</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 WAM.

Tabela 4.4. Krajowe ceny detaliczne paliw – gaz ziemny [EUR'2024/ktoe] scenariusz WAM

| 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 | 267 161                    | 0                 | 0              | 220 525                  | 527 059                           | 0                            | 94 932                    |
| 2010 | 477 663                    | 0                 | 0              | 306 445                  | 811 841                           | 0                            | 146 284                   |
| 2015 | 427 878                    | 3 565             | 0              | 300 039                  | 801 324                           | 0                            | 150 434                   |
| 2020 | 255 433                    | 3 200             | 0              | 201 053                  | 737 294                           | 0                            | 137 868                   |
| 2025 | 462 339                    | 3 200             | 0              | 365 977                  | 731 205                           | 0                            | 136 729                   |
| 2030 | 424 548                    | 3 200             | 0              | 335 854                  | 671 021                           | 0                            | 125 476                   |
| 2035 | 424 548                    | 3 200             | 0              | 335 854                  | 671 021                           | 0                            | 125 476                   |
| 2040 | 420 487                    | 3 200             | 0              | 332 616                  | 664 553                           | 0                            | 124 266                   |

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

Tabela 4.5. Krajowe ceny detaliczne paliw – węgiel kamienny energetyczny i koksujący [EUR'2024/ktoe] scenariusz WAM

| 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                  | 280 371                           | 0                            | 50 537                    | 194 614                          |
| 2010 | 185 246                                      | 163 288                  | 377 558                           | 0                            | 68 075                    | 282 509                          |
| 2015 | 148 081                                      | 133 434                  | 400 664                           | 0                            | 74 926                    | 174 196                          |

<sup>25</sup> „Energy prices and taxes”, MAE

| Rok  | Węgiel kamienny energetyczny [EUR'2024/ktce] |                          |                                   |                              |                           | Węgiel koksujący [EUR'2024/ktce] |
|------|----------------------------------------------|--------------------------|-----------------------------------|------------------------------|---------------------------|----------------------------------|
|      | Przemysł (Cena ogółem)                       | Energetyka (Cena ogółem) | Gospodarstwa domowe (Cena ogółem) | Gospodarstwa domowe (Akcyza) | Gospodarstwa domowe (VAT) | Przemysł (Cena ogółem)           |
| 2020 | 163 263                                      | 134 734                  | 489 408                           | 0                            | 91 515                    | 178 851                          |
| 2025 | 158 073                                      | 130 451                  | 473 849                           | 0                            | 88 606                    | 173 165                          |
| 2030 | 165 807                                      | 136 834                  | 497 034                           | 0                            | 92 941                    | 181 638                          |
| 2035 | 165 807                                      | 136 834                  | 497 034                           | 0                            | 92 941                    | 181 638                          |
| 2040 | 164 396                                      | 135 669                  | 492 803                           | 0                            | 92 150                    | 180 092                          |

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

Tabela 4.6. Krajowe ceny detaliczne paliw – lekki olej opałowy i olej napędowy [EUR'2024/ktce] scenariusz WAM

| Rok  | Lekki olej opałowy [EUR'2024/ktce] |                   |                            |                         |                    | Olej napędowy [EUR'2024/ktce]    |                             |                                  |                                |                             |
|------|------------------------------------|-------------------|----------------------------|-------------------------|--------------------|----------------------------------|-----------------------------|----------------------------------|--------------------------------|-----------------------------|
|      | Przemysł (Cena ogółem)             | Przemysł (Akcyza) | Gosp. domowe (Cena ogółem) | Gospod. domowe (Akcyza) | Gosp. domowe (VAT) | Zastos. komercyjne (Cena ogółem) | Zastos. komercyjne (Akcyza) | Zastos. komercyjne (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                  | 222 106            | 1 144 019                        | 465 415                     | 1 407 143                        | 465 415                        | 430 688                     |
| 2025 | 994 900                            | 72 816            | 1 485 701                  | 72 816                  | 277 735            | 1 441 127                        | 480 238                     | 1 772 587                        | 480 238                        | 331 459                     |
| 2030 | 896 185                            | 72 816            | 1 347 175                  | 72 816                  | 251 839            | 1 431 270                        | 480 238                     | 1 760 462                        | 480 238                        | 329 192                     |
| 2035 | 860 375                            | 72 816            | 1 296 921                  | 72 816                  | 242 445            | 1 396 769                        | 480 238                     | 1 718 026                        | 480 238                        | 321 257                     |
| 2040 | 826 488                            | 72 816            | 1 249 369                  | 72 816                  | 233 555            | 1 362 268                        | 480 238                     | 1 675 590                        | 480 238                        | 313 322                     |

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

Tabela 4.7. Krajowe ceny detaliczne paliw – benzyna i LPG [EUR'2024/ktce] scenariusz WAM

| Rok  | Benzyna [EUR'2024/ktce]             |                                |                             | LPG [EUR'2024/ktce]              |                                     |                                |                             |
|------|-------------------------------------|--------------------------------|-----------------------------|----------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------|-----------------------------|
|      | Zastos. niekomercyjne (Cena ogółem) | Zastos. niekomercyjne (Akcyza) | Zastos. niekomercyjne (VAT) | Zastos. komercyjne (Cena ogółem) | Zastos. niekomercyjne (Cena ogółem) | Zastos. niekomercyjne (Akcyza) | Zastos. niekomercyjne (VAT) |
| 2005 | 1 833 823                           | 721 858                        | 330 832                     | 887 236                          | 1 082 984                           | 260 032                        | 195 169                     |
| 2010 | 1 980 268                           | 721 921                        | 357 042                     | 997 188                          | 1 216 569                           | 250 799                        | 219 518                     |
| 2015 | 1 772 960                           | 639 303                        | 339 378                     | 770 479                          | 947 689                             | 224 979                        | 177 183                     |
| 2020 | 1 495 266                           | 564 739                        | 473 801                     | 707 167                          | 1 318 291                           | 201 966                        | 246 510                     |
| 2025 | 1 884 509                           | 588 292                        | 352 388                     | 898 721                          | 1 608 094                           | 201 966                        | 300 700                     |
| 2030 | 1 874 027                           | 588 292                        | 350 428                     | 809 549                          | 1 473 185                           | 201 966                        | 275 474                     |
| 2035 | 1 837 339                           | 588 292                        | 343 567                     | 777 200                          | 1 424 245                           | 201 966                        | 266 322                     |
| 2040 | 1 800 650                           | 588 292                        | 336 707                     | 746 590                          | 1 377 934                           | 201 966                        | 257 662                     |

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

## 4.2. 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 4.8). Nakłady inwestycyjne na źródła w elektroenergetyce wyznaczono na podstawie wyników modelu MESSAGE przy uwzględnieniu jednostkowych nakładów inwestycyjnych przedstawionych w części założeniowej pracy załączniku 3. do KPEiK „Założenia prognostyczne i metodyka prognozowania”.

Oszacowane łączne potrzeby inwestycyjne w sektorze wytwórczym (

Tabela 4.8), niezbędne do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej - przy jednoczesnym spełnieniu zaostrożonych wymogów ochrony środowiska wynoszą w dziesięcioleciu 2020–2030 ok. 95 mld EUR'2024.

Tabela 4.8 Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze wytwórczym w latach 2021-2040\* [mld EUR'2024]

| Sektor wytwarzania                                                            | 2021-2025 | 2026-2030 | 2031-2035 | 2036-2040 |
|-------------------------------------------------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| <b>Inwestycje w sektorze wytwarzania energii elektrycznej [mld. EUR'2024]</b> |           |           |           |           |
| Łącznie                                                                       | 39,7      | 55,4      | 64,4      | 87,1      |
| Elektrownie                                                                   | 36,6      | 42,7      | 48,4      | 79,1      |
| Elektrociepłownie                                                             | 2,9       | 3,3       | 1,6       | 0,7       |
| Magazyny en.                                                                  | 0,1       | 8,4       | 14,0      | 4,3       |
| Elektrolizery                                                                 | 0,1       | 0,9       | 0,5       | 3,0       |
| W tym paliwa:                                                                 | 0,0       | 0,0       | 0,0       | 0,0       |
| Węgiel                                                                        | 4,9       | 0,0       | 0,0       | 0,0       |
| Gaz ziemny/Wodór odnawialny                                                   | 4,1       | 6,0       | 6,4       | 7,4       |
| Jądrowe                                                                       | 0,0       | 0,0       | 0,0       | 44,0      |
| Źródła odnawialne                                                             | 29,9      | 39,6      | 43,5      | 29,0      |
| - Wodne (bez pomp.)                                                           | 0,1       | 0,1       | 0,5       | 0,1       |
| - Wiatrowe                                                                    | 7,8       | 30,8      | 37,4      | 24,9      |
| - Fotowoltaiczne                                                              | 21,0      | 7,4       | 4,8       | 3,5       |
| - Biomasa                                                                     | 0,5       | 0,6       | 0,4       | 0,2       |
| - Biogaz                                                                      | 0,5       | 0,6       | 0,4       | 0,4       |
| - Geotermalne                                                                 | 0,0       | 0,0       | 0,0       | 0,0       |
| Inne paliwa                                                                   | 0,5       | 0,5       | 0,0       | 0,0       |
| Magazyny energii, elektrolizery                                               | 0,2       | 9,4       | 14,4      | 7,3       |
| <b>Inwestycje w ciepłowni** [mld. EUR'2024]</b>                               |           |           |           |           |
| Kotły ciepłownicze                                                            | 0,69      | 0,91      | 0,94      | 0,41      |
| Pompy ciepła                                                                  | 0,08      | 0,43      | 0,83      | 1,00      |
| Geotermia                                                                     | 0,18      | 0,20      | 0,20      | 0,23      |
| Kolektory słoneczne                                                           | 0,00      | 0,03      | 0,25      | 0,29      |
| Magazyny ciepła                                                               | 0,13      | 0,17      | 0,42      | 0,66      |
| Modernizacja                                                                  | 0,46      | 0,15      | 0,00      | 0,00      |
| Łącznie                                                                       | 1,53      | 1,89      | 2,64      | 2,59      |

\*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 modernizacji sieci związane z wprowadzeniem nowych mocy do systemu. Ocena wielkości tychże kosztów jest zadaniem trudnym, gdyż koszt modernizacji sieci zależy od stanu istniejącej infrastruktury, lokalizacji źródeł wytwórczych oraz rodzaju technologii, terenu, długości i mocy znamionowej linii elektroenergetycznych. Ogólnie rzecz biorąc, im bardziej zdecentralizowany jest system

elektroenergetyczny, tym większe jest zapotrzebowanie na wzmocnienie sieci dystrybucyjnej, a tym samym większe związane z tym koszty.

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

Tabela 4.9. Prognozowane nakłady inwestycyjne w podsektorze przesyłu i dystrybucji [mld EUR'2024]

| Przesył i dystrybucja | 2021-2025 | 2026-2030 | 2031-2035 | 2036-2040 | 2021-2040 |
|-----------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Łącznie               | 5,2       | 35,2      | 41,8      | 25,8      | 108,0     |
| Sieć przesyłowa       | 2,3       | 9,4       | 7,7       | 7,8       | 27,2      |
| Sieć dystrybucyjna    | 2,9       | 25,8      | 34,1      | 18,0      | 80,8      |

Źródło: Szacunki własne ARE S.A.

Bazując na przytoczonych powyżej szacunkach, potrzeby inwestycyjne na rozwój krajowej sieci elektroenergetycznej w okresie 2021-2030 wyniosą 40,4 mld EUR'2024, z czego ponad 71% to nakłady na rozwój sieci dystrybucyjnej.

### Nakłady inwestycyjne na rozwój infrastruktury w sektorze gazowym.

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

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

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

Natomiast w perspektywie do końca 2024 r. realizowano inwestycje przy wsparciu Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2014-2020 (POLiŚ 2014-2020).

Tabela 4.10 Zrealizowane inwestycje infrastruktury przesyłowej przy wsparciu POLiŚ 2014-2020

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

| Tytuł projektu                        | Całkowita wartość projektu (mln PLN) | Wkład UE (mln PLN) |
|---------------------------------------|--------------------------------------|--------------------|
| Rozbudowa Terminalu LNG w Świnoujściu | 2 259,96                             | 461,0              |

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

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

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

W tabeli (Tabela 4.11) zaprezentowano prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorach paliwowo-energetycznych w podziale na sektory. 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.

Zgodnie z zaprezentowanymi wynikami analiz, łączne skumulowane nakłady inwestycyjne w sektorze paliwowo-energetycznym w scenariuszu WAM wynoszą ok. 409 mld EUR do 2030 r.

Tabela 4.11 Nakłady inwestycyjne w sektorach paliwowo-energetycznych w podziale na sektory [mln EUR'2024] dla scenariusza WAM.

| sektor                      | 2021-2025 | 2026-2030 | 2031-2035 | 2036-2040 | suma    |
|-----------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|---------|
| łączne nakłady inwestycyjne | 187 106   | 222 362   | 226 638   | 234 477   | 870 582 |
| Przemysł                    | 8 404     | 9 605     | 12 006    | 13 207    | 43 221  |
| Transport                   | 50 108    | 40 792    | 36 018    | 30 015    | 156 932 |



|                                |                                            |        |        |        |         |         |
|--------------------------------|--------------------------------------------|--------|--------|--------|---------|---------|
| Gospodarstwa domowe            |                                            | 21 399 | 19 456 | 20 821 | 25 595  | 87 272  |
| Usługi                         |                                            | 2 746  | 2 191  | 1 922  | 1 853   | 8 711   |
| Rolnictwo                      |                                            | 6 709  | 6 188  | 5 491  | 4 752   | 23 140  |
| Sektor energetyczny            | produkcja energii elektrycznej             | 43 199 | 60 577 | 70 537 | 101 243 | 275 555 |
|                                | przesył i dystrybucja energii elektrycznej | 5 163  | 35 201 | 41 781 | 25 813  | 107 958 |
| Sektor ciepłowniczy            | produkcja ciepła                           | 1 535  | 1 888  | 2 644  | 2 586   | 8 653   |
|                                | dystrybucja ciepła                         | 9 605  | 13 207 | 13 207 | 12 006  | 48 024  |
| Sektor gazowy (w tym biometan) |                                            | 24 012 | 17 649 | 12 006 | 9 605   | 63 272  |
| Sektor paliw płynnych          |                                            | 11 918 | 11 406 | 6 003  | 4 802   | 34 129  |
| Górnictwo                      |                                            | 2 309  | 4 202  | 4 202  | 3 001   | 13 714  |

## 5. Badania naukowe, technologie i innowacje

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

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

#### Fotowoltaika

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

Instalacje fotowoltaiczne w bardzo dużym stopniu opierają się na technologii płytek z krzemu krystalicznego (polikrzemu), która nadal zwiększa efektywność konwersji energii i ogranicza zużycie materiałów. W 2022 r. moduły komercyjne zapewniały średnią efektywność na poziomie 21,1%, a maksymalnie 24,7%.

W 2022 r. przedsiębiorstwa unijne prowadziły działalność w zakresie produkcji krzemu, wlewków/płytek, ogniw, modułów i falowników oraz oferowały produkty komercyjne. Produkcja falowników pozostaje zdecydowanie największym segmentem w produkcji energii słonecznej w UE, a zdolności produkcyjne osiągają prawie 70 GW, czyli o około 5 GW więcej niż w 2021 r. W UE znajduje się również jeden z głównych producentów polikrzemu, który prowadzi wywóz głównie do Chin. Na początku 2023 r. nominalne zdolności produkcyjne w zakresie modułów w UE wyniosły 8,28 GW rocznie, w zakresie ogniw – 0,86 GW rocznie, a w zakresie wlewków i płytek – 1,4 GW rocznie. Szacuje się, że w 2022 r. producenci unijni zmontowali moduły o mocy około 4 GW, głównie z importowanych ogniw. Stanowi to 10% rynku UE.

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

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

## **Lądowa i morska energia wiatrowa**

Energia wiatrowa odgrywa istotną rolę w osiągnięciu przez UE neutralności pod względem emisji dwutlenku węgla. W planie REPowerEU wezwano do szybszej instalacji mocy w zakresie energii wiatrowej w celu zainstalowania do 2030 r. 510 GW mocy w zakresie energii wiatrowej. Według prognoz, udział energii wiatrowej w zdolnościach wytwórczych energii elektrycznej w UE w 2030 r. wyniesie 31%. Jednocześnie unijny sektor energii wiatrowej stoi w obliczu szeregu wyzwań. Aby rozwiązać te problemy i zwiększyć konkurencyjność UE w tym sektorze, Komisja przyjęła plan działania na rzecz energii wiatrowej.

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

## **Baterie**

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

Produkcja baterii w UE ma osiągnąć roczny poziom 1 083 GWh do 2030 r., co ma pozwolić na zaspokojenie prognozowanego zapotrzebowania w UE.

W celu osiągnięcia unijnych założeń pakietu „Fit for 55” i REPowerEU, należy szybko wprowadzić wdrażanie stacjonarnego magazynowania energii, aby osiągnąć prognozowane zapotrzebowanie na poziomie 200 GW do 2030 r.

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

## **Pompy ciepła**

Opracowane przez KE scenariusze dekarbonizacji oparte na modelach wykazały wysoki potencjał wzrostu wykorzystania pomp ciepła w UE. Na przykład według modelu POTENCIA opracowanego przez JRC liczba indywidualnych pomp ciepła wykorzystywanych głównie do ogrzewania w UE (13 mln w 2020 r.) ma wzrosnąć 2,5-krotnie do 2030 r. Oczekuje się, że do 2040 r. moc urządzeń spadnie o połowę dzięki lepszej izolacji budynków. co przyczyni się do realizacji ambitnego celu zawartego w planie REPowerEU, polegającym na zainstalowaniu co najmniej 30 mln pomp ciepła do 2030 r.

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

Potencjał techniczny przemysłowych pomp ciepła różni się w zależności od sektora – od około 65% ciepła technologicznego w przemyśle papierniczym, 40% w przemyśle spożywczym do 25% w przemyśle chemicznym. W samej Europie można by zastosować pompy ciepła o łącznej mocy 15 GW w prawie 3 000 instalacji.

W przypadku dużych pomp ciepła do zastosowań komercyjnych i sieciowych europejski przemysł ma dominującą pozycję na rynku. Również w przypadku przemysłowych pomp ciepła na rynku działa 17 producentów z UE, 8 z Norwegii i tylko 3 producentów spoza Europy (wszyscy z siedzibą w Japonii). Ich główne komponenty (np. sprężarki) są produkowane lokalnie.

## **Elektroliza wody do produkcji wodoru odnawialnego**

Elektroliza wody jest obecnie jedyną technologią umożliwiającą produkcję wodoru odnawialnego na dużą skalę. Może przyczynić się do dekarbonizacji sektorów, w których trudno jest zmniejszyć emisje, jak przemysł, transport ciężki, morski i lotniczy, lub być wykorzystywana do innych zastosowań, takich jak magazynowanie energii. W UE w zmienionej dyrektywie w sprawie energii odnawialnej określono szczegółowe cele cząstkowe dotyczące stosowania paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego do wytwarzania wodoru odnawialnego w przemyśle (42%) i transporcie (1% paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego i 5,5% w połączeniu z zaawansowanymi biopaliwami) do 2030 r. W nowym rozporządzeniu delegowanym w sprawie definicji paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego, określono wymogi dotyczące produkcji paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego, w tym wodoru odnawialnego, takie jak korelacja czasowa i geograficzna oraz zasada dodatkowości.

W Europie Wspólne Przedsięwzięcie na rzecz Czystego Wodoru inwestuje 2,4 mld EUR w cały łańcuch wartości wodoru. Inwestycje, do których przyczyniły się ważne projekty stanowiące przedmiot

wspólnego europejskiego zainteresowania w dziedzinie wodoru, umożliwiły kilku producentom budowę nowych fabryk elektrolizerów w Europie, zwiększając autonomię technologiczną UE, branżowe know-how i tworząc miejsca pracy. Produkcja wodoru ze źródeł odnawialnych wiąże się z pewnymi wyzwaniami. Pojawia się kwestia utraty efektywności energetycznej, co oznacza, że produkcja musi być połączona ze znacznym wytwarzaniem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Ponadto przy rozpoczynaniu nowych projektów elektrolizy wody, które mogą pogłębić lokalny deficyt wody w UE i w państwach trzecich, należy wziąć pod uwagę dostęp do zasobów wody słodkiej, aby uniknąć niedoboru kolejnego elementu istotnego dla życia ludzkiego.

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

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

### **Zrównoważone technologie biometanu**

Zrównoważony biometan wnoszą istotny wkład w szybkie i opłacalne osiągnięcie przez UE autonomii energetycznej i neutralności klimatycznej. Komisja zaproponowała w ramach REPowerEU plan działania na rzecz biometanu wspierany przez partnerstwo przemysłowe na rzecz biometanu, którego celem jest zastąpienie około 10% gazu ziemnego rocznie zrównoważoną produkcją biometanu do 2030 r. Obowiązujące rozporządzenie UE w sprawie rynków wewnętrznych gazów ze źródeł odnawialnych i gazu ziemnego oraz wodoru, jak również dyrektywa UE w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazów odnawialnych i gazu ziemnego oraz wodoru ułatwią działania na rzecz włączenia biometanu do sieci gazowej. W ramach krajowej legislacji w 2022 r. przyjęto znowelizowane przepisy rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego, które gwarantują biometanowi równouprawniony dostęp do sieci gazowej<sup>26</sup>.

Komercyjną technologią produkcji biometanu jest fermentacja beztlenowa, ale wydajność biometanu jest niska. Innowacyjne technologie produkcji biometanu, takie jak zgazowanie pozostałości i odpadów biomasy oraz biologiczna metanizacja biogazu, są bliskie gotowości rynkowej. Obecnie opracowywane są również nowatorskie ścieżki oparte zarówno na procesach termochemicznych, jak i biologicznych. Obecna tendencja do zwiększania produkcji biometanu polega na budowie nowych zakładów i przekształceniu istniejących wytwórni biogazu wytwarzających skojarzoną energię ciepłą i elektryczną w zakłady produkujące biometan.

Surowce do produkcji biometanu są zróżnicowane i pozyskiwane lokalnie w Europie, bez ryzyka uzależnienia od importu. UE jest liderem w rozwoju technologicznym tego sektora, ale będzie musiała stawić czoła wyzwaniom związanym ze zwiększeniem skali ze względu na wysokie koszty kapitałowe i operacyjne, konkurencyjność kosztową w stosunku do gazu ziemnego oraz dostęp do sieci gazowej. Innowacje technologiczne, powielanie pierwszych w swoim rodzaju innowacyjnych technologii biometanu i zachęty rynkowe przy wsparciu UE w postaci stabilnych ram regulacyjnych i inwestycyjnych mogłyby jednak przyczynić się do obniżenia kosztów produkcji o 25–50%. Mogłoby to zwiększyć konkurencyjność UE w tym sektorze. Przejście na pozostałości i surowce odpadowe ogranicza

---

<sup>26</sup> Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 6 sierpnia 2022 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego

dostępność, ale również zmniejsza koszty nakładów. Obecne instalacje są małe i średnie ze względu na dostępność surowców, logistykę i koszty. Modernizacja istniejących instalacji biogazowych w celu przejścia na biometan wymaga od małych podmiotów (rolników lub MŚP) wysokich kosztów inwestycyjnych, co oznacza, że potrzebne są zachęty dla przedsiębiorstw. Zatlaczanie do sieci nie zawsze jest możliwe, ponieważ elektrownie są budowane tam, gdzie dostępne są surowce, a sieć gazowa nie jest dobrze rozwinięta we wszystkich regionach UE, co wymaga wspierania dostępu do sieci gazowej. Obecnie około połowa wszystkich instalacji produkcji biometanu w UE jest podłączonych do sieci gazu ziemnego.

Osiągnięcie celu REPowerEU wynoszącego 35 mld m<sup>3</sup> w 2030 r. wymagałoby zarówno budowy nowych instalacji, jak i modernizacji elektrowni biogazowych w celu przejścia na biometan lub około 5 000 mniejszych dodatkowych instalacji produkcji biometanu.

### **Wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla (CCS)**

Ze scenariuszy Komisji Europejskiej dotyczących osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. wynika, że UE będzie wymagać wychwytywania do 477 mln ton CO<sub>2</sub>. Najwyższą wydajność wychwytywania CO<sub>2</sub> zapewnią zakłady produkujące cement, biomasę stałą i spalarnie odpadów.

Komisja wspiera i reguluje wdrażanie CCS przez ramy legislacyjne, w tym dyrektywy w sprawie CCS i dyrektywy EU ETS. 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, określa cel dla UE wynoszący co najmniej 50 mln ton zatlaczania CO<sub>2</sub> rocznie do 2030 r. i nakłada na unijnych producentów ropy i gazu obowiązek przyczynienia się do osiągnięcia tego celu.

Rozwijając pełne przemysłowe łańcuchy wartości w zakresie technologii CCS, UE pozostaje w tyle za innymi gospodarkami, takimi jak USA i Kanada.

Popyt i podaż materiałów wymaganych w łańcuchach wartości CCS są dziedzinami wymagającymi dalszych badań. CCS jest jednak mniej narażone na ryzyko związane z surowcami krytycznymi niż inne technologie.

CCS to stosunkowo dojrzała i dostępna technologia, jest jednak nadal bardzo kosztowna i wciąż istnieje wiele niepewności z nią związanych np. kwestia akceptacji społecznej. Aby przyczynić się do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r., CCS musi jednak zostać wdrożone na dużą skalę. Nadal niezbędne są dalsze badania naukowe i innowacje w celu poprawy dostępnych technologii lub opracowania nowych innowacyjnych rozwiązań. Głównymi barierami utrudniającymi wprowadzanie CCS są wysokie początkowe koszty inwestycyjne i operacyjne, rozdrobnione ramy regulacyjne, złożoność projektów infrastrukturalnych związanych z pełnym łańcuchem, a także świadomość społeczna.

Technologie omówione w niniejszym opracowaniu należy traktować jedynie jako przykłady możliwych rozwiązań, gdyż skuteczna transformacja energetyczna wymaga rozwoju znacznie szerszego spektrum innowacyjnych technologii. Wiele z nich jest już rozwijanych w ramach krajowych programów badawczo-rozwojowych. Priorytetowe obszary badawcze obejmują przede wszystkim sektor energetyczny (rozwój rozproszonych źródeł OZE, inteligentnych sieci przesyłowych, magazynowanie energii, systemy zarządzania popytem oraz integrację prosumentów), ciepłownictwo (pompy ciepła, niskoemisyjne źródła ciepła, odzysk ciepła odpadowego, lokalne sieci grzewcze), transport (elektryfikację pojazdów osobowych i ciężarowych, rozbudowę infrastruktury ładowania, systemy transportu publicznego i intermodalnego oraz logistykę o zerowej emisji) oraz rolnictwo i sektor spożywczy (rolnictwo precyzyjne, innowacyjne technologie upraw i hodowli, biogazownie, odzysk składników pokarmowych, nowe źródła białka). Równie istotne są działania w obszarze gospodarki o obiegu zamkniętym (recykling, odzysk surowców z produktów złożonych, ograniczanie ilości odpadów i ponowne użycie surowców), gospodarki wodno-ściekowej (technologie oszczędzania wody, odzysk wody i pierwiastków, ograniczanie mikrozanieczyszczeń, inteligentne systemy kanalizacyjne) oraz budownictwa (budynki nisko- i zeroemisyjne, prefabrykacja, materiały o niskim śladzie węglowym, automatyka budynków, systemy retencji wody deszczowej).

Kluczowe znaczenie ma także kompleksowa transformacja przemysłu, obejmująca zarówno przemysł ciężki, jak i przetwórczy. W hutnictwie, cementowniach i przemyśle chemicznym priorytetem jest elektryfikacja i dekarbonizacja procesów produkcyjnych oraz zastępowanie paliw kopalnych energią odnawialną i wodorem odnawialnym, w tym pochodzenia niebiologicznego. Istotną rolę będą grać też wysokotemperaturowe pompy ciepła i magazyny ciepła, a także rozwój niskoemisyjnych surowców i zamkniętych obiegów materiałowych. Tam, gdzie redukcja emisji innymi metodami byłaby technicznie niemożliwa lub zbyt kosztowna, konieczne jest wdrażanie technologii wychwytu, wykorzystania lub składowania dwutlenku węgla. W przemyśle lekkim szczególnie nacisk kładzie się na efektywność energetyczną linii technologicznych, odzysk ciepła odpadowego, automatyzację i cyfryzację produkcji, a także na stosowanie odnawialnych źródeł energii i paliw zeroemisyjnych. We wszystkich zakładach produkcyjnych rośnie znaczenie zaawansowanych systemów zarządzania energią i materiałami, integrujących lokalne źródła OZE, magazyny energii i recykling surowców w ramach inteligentnych, niskoemisyjnych fabryk.

## 5.2. Nakłady inwestycyjne na badania naukowe i rozwojowe 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 naukowe i prace rozwojowe (mln EUR'2024)

|         | 2005  | 2010  | 2015  | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040   |
|---------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Nakłady | 2 054 | 3 359 | 5 103 | 11 251 | 13 259 | 15 267 | 17 223 | 19 147 |

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

W prognozie nakładów inwestycyjnych ponoszonych na badania i rozwój w sektorach ograniczających emisje założono, że tempo wzrostu tych nakładów w latach 2015-2040 proporcjonalne do tempa wzrostu nakładów na badania i prace rozwojowe ogółem.

Tabela 5.2. Prognoza sumarycznych nakładów ponoszonych na badania nad ograniczaniem emisji do 2040 r. (mln EUR'2024)

|                                                         | 2005        | 2010          | 2015          | 2020          | 2025          | 2030          | 2035          | 2040          |
|---------------------------------------------------------|-------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Efektywność energetyczna                                | b.d.        | 59,11         | 20,95         | 68,59         | 80,55         | 92,85         | 104,81        | 116,42        |
| Paliwa kopalne                                          | b.d.        | 36,95         | 36,16         | 68,43         | 80,37         | 92,65         | 104,58        | 116,17        |
| Odnawialne źródła energii                               | b.d.        | 26,63         | 23,41         | 46,38         | 54,47         | 62,79         | 70,88         | 78,74         |
| Energetyka jądrowa                                      | b.d.        | 5,50          | 1,28          | 5,64          | 6,63          | 7,65          | 8,63          | 9,58          |
| Wodór i ogniwa paliwowe                                 | b.d.        | 2,16          | 2,33          | 4,24          | 4,98          | 5,74          | 6,48          | 7,19          |
| Inne technologie w energetyce i magazynowaniu energii   | b.d.        | 20,71         | 20,48         | 38,59         | 45,32         | 52,25         | 58,97         | 65,50         |
| Inne międzydiscyplinarne technologie w energetyce       | b.d.        | 1,10          | 1,30          | 2,28          | 2,68          | 3,10          | 3,49          | 3,88          |
| <b>Całkowity budżet B+R sektora ograniczania emisji</b> | <b>b.d.</b> | <b>152,16</b> | <b>105,92</b> | <b>234,15</b> | <b>275,00</b> | <b>317,03</b> | <b>357,86</b> | <b>397,48</b> |

Źródło: MAE, ARE SA

## **6. Skutki planowanych polityk i działań dla systemu energetycznego oraz emisji i pochłaniania GHG, a także emisji zanieczyszczeń**

### **6.1. Ocena wzajemnego wpływu istniejących i planowanych polityk i działań oraz pomiędzy tymi politykami i działaniami a środkami polityki Unii w dziedzinie klimatu i energii**

W Polsce wszystkie działania w zakresie polityki dot. energii i klimatu są opracowywane i przyjmowane biorąc pod uwagę istniejące i planowane rozwiązania na forum UE. Wszystkie działania wskazane w aKPEiK, czyli działania wdrażane i działania nowe tj. planowane do wdrożenia we wszystkich pięciu wymiarach unii energetycznej, to implementacja regulacji UE, w tym działania dotyczące wkładu Polski w osiągnięcie celów polityki UE w zakresie energii i klimatu. Zapewnią one, że Polska będzie brała udział we wspólnym wysiłku i odpowiednio przyczyni się do realizacji wspólnych celów UE w tym zakresie.

Planowane działania ujęte w aKPEiK stanowią odpowiedź na najnowsze zmiany w regulacjach UE, tj. wynikające przede wszystkim z pakietu „Fit for 55”. Stanowią one także rozbudowanie lub uzupełnienie już istniejących działań, wdrażanych na mocy dotychczasowych regulacji prawnych i mających na celu zapewnienie realizacji celów w zakresie energii i klimatu na poziomach wcześniej obowiązujących (przed pakietem „Fit for 55”).

W zakresie celu dot. ograniczania emisji GHG w sektorach poza systemem EU ETS, czyli realizacji celu wynikającego z rozporządzenia ESR, planowane są działania prowadzące do dalszego ograniczania emisji GHG z tych sektorów, w tym zwłaszcza z transportu drogowego, sektora komunalno-bytowego i rolnictwa. Planowane działania umożliwią dalsze redukcje emisji w GHG obszarze non-ETS o ok. 19,3 mln t CO<sub>2</sub> ekw. w 2030 r., w sumie redukcja w 2030 r. osiągnie -22,0% w porównaniu do poziomu emisji w 2005 r. Kluczowe planowane działania obejmują dalszy rozwój nisko- i zeroemisyjnego transportu, w tym zwłaszcza e-mobilności, dalsze wspieranie wykorzystania czystych technologii produkcji energii, w tym OZE w sektorze komunalno-bytowym a w sektorze rolnictwa wdrażanie rozwiązań promowanych w WPR 2023-2027.

W odpowiedzi na reformę systemu EU ETS poprzez nowelizację dyrektywy ETS z 2023 r. (dyrektywa (UE) 2023/958, dyrektywa (UE) 2023/959) i przyjęcie na forum UE innych regulacji dot. funkcjonowania systemu EU ETS (rozporządzenie (UE) 2023/957, decyzja 2023/852), przepisy w tym zakresie będą transponowane do polskiego porządku prawnego poprzez nowelizację odpowiednich przepisów, w tym ustawy z dnia 15 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

W zakresie rozwoju OZE, dodatkowe planowane działania to odpowiedź na nowelizację dyrektywy OZE tj. przyjęcie dyrektywy (UE) 2023/2413, tzw. RED III, w tym wskazane w niej cele udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto, a także w ciepłownictwie i chłodnictwie oraz transporcie. Nowe działania dotyczą przede wszystkim dalszego rozwoju i wspierania (przez odpowiednie systemy – instrumenty finansowe) wykorzystania biomasy stałej i biogazu, energetyki wiatrowej, w tym na morzu a także energii słonecznej i pomp ciepła. Umożliwią one znaczący wzrost udziału OZE do 2030 r. (wg sc. WAM 32,1% w 2030 r. w odniesieniu do finalnego zużycia energii brutto).

W obszarze poprawy efektywności energetycznej, planowane są działania prowadzące do dalszych oszczędności zużycia energii finalnej i pierwotnej, zgodnie z wymaganiami najnowszej dyrektywy UE w tym zakresie (tj. dyrektywy (UE) 2023/1791). Działania te obejmują przede wszystkim kontynuację już wdrażanych działań (system świadectw efektywności energetycznej, tzw. białych certyfikatów) oraz alternatywne środki wskazane w aKPEiK (np. Program Termo). Wg sc. WAM oszczędność energii w stosunku do sc. WEM w 2030 r. wyniesie 5348 ktoe dla energii pierwotnej i 2736 ktoe dla energii finalnej.

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

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

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

## 6.2. Założenia do analizy makroekonomicznej

### Produkt Krajowy Brutto (PKB)

Uwzględniając potrzebę zachowania spójności i kompatybilności na potrzeby modelowania za bazowy przyjęto scenariusz makroekonomiczny odpowiadający scenariuszowi WEM, pokrywający się z tym, który wykorzystano do przygotowania projekcji zapotrzebowania na energię w Polsce w perspektywie 2040 r.\* Scenariusz ten opracowano w oparciu o wytyczne Komisji Europejskiej (założenia do scenariusza Referencyjnego PRIMES2020). Do obliczeń modelowych przyjęto dynamikę zmian PKB przedstawioną w tabeli poniżej (Tabela 6.1). W całym okresie projekcji założone PKB wykazuje stały wzrost.

---

\* Zob. rozdz. 4.1.2



Tabela 6.1. Produkt Krajowy Brutto Polski

|                             | 2005  | 2010  | 2015  | 2020  | 2025   | 2030   | 2035   | 2040   |
|-----------------------------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|
| PKB - dynamika [2020 = 100] | 60,25 | 76,05 | 88,27 | 100,0 | 118,00 | 132,91 | 144,99 | 155,18 |

Źródło: Opracowano na podstawie danych EUROSTAT, PRIMES2020 Scenariusz Referencyjny

## Ceny uprawnień do emisji gazów cieplarnianych

Ceny uprawnień do emisji GHG w sektorach objętych systemem handlu emisjami\*\* założono zgodnie z przedstawionymi w rozdz. 4.1.9. Ceny te zostały przyjęte na podstawie dokumentu „Zestawienie założeń liczbowych do aKPEiK i PEP2040”. Zgodnie z prezentowanymi poniżej (Tabela 6.2) danymi, ceny uprawnień do emisji GHG będą stopniowo wzrastać do poziomu 120 EUR/2024/tCO<sub>2</sub>eq w 2030 r. i będą kontynuować wzrost.

Tabela 6.2 Ceny uprawnień do emisji GHG w systemie EU ETS [EUR/2024/tCO<sub>2</sub>eq] w scenariuszu WAM

|                       | 2005  | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030  | 2035  | 2040  |
|-----------------------|-------|------|------|------|------|-------|-------|-------|
| Cena uprawniaenia EUA | 10,35 | 12,4 | 8,3  | 29,7 | 72,0 | 120,1 | 144,1 | 300,1 |

Źródło: Wytyczne KE do KPEiK

## Liczba ludności i dynamika populacji w wieku produkcyjnym

Do analizy wykorzystano projekcję liczby ludności w Polsce zgodną z założeniami przedstawionymi w Załączniku 3 do aktualizacji KPEiK. Projekcja ta została przyjęta na podstawie wytycznych KE, skorygowana nieznacznie w górę w celu odzwierciedlenia procesów migracyjnych i wydłużona do 2040 r. zgodnie z linią trendu. Projekcja demograficzna zakłada spadek liczby ludności w 2040 r. o 2 % w stosunku do 2020 r. (Tabela 6.3 Przyjęte do obliczeń modelowych projekcje liczby ludności są wyższe od prezentowanych przez GUS, ponieważ szacunki Centrum Analiz Unii Metropolii Polskich wskazują na wyższe wartości od podawanych w oficjalnych statystykach, co wykorzystano do urealnienia ścieżki zmian\*\*\*. Tabela 6.3 przedstawia również zmiany liczby osób w wieku produkcyjnym, które zostały wyznaczone na bazie prognoz zmian populacji zgodnie z bazą danych ONZ<sup>27</sup>.

Tabela 6.3. Prognozowana liczba ludności Polski oraz liczby ludności gotowej do pracy

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

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

## Dynamika cen paliw i energii

W ramach oceny skutków makroekonomicznych przyjęto takie same założenia odnośnie do cen paliw, jakie były podstawą analiz energetycznych. Podejście takie jest konieczne dla zachowania spójności ocen makroekonomicznych z wynikami części dotyczącej popytu na energię. Założenia te są zgodne z wytycznymi KE, niemniej w pierwszych latach wprowadzono korekty mające na celu uwzględnienie

\*\* Zakres sektorów i gazów objętych ceną uprawnień do emisji GHG jest zgodny z dyrektywą EU ETS (2003/87/WE)

\*\*\* Zob. rozdz. 4.1.1

<sup>27</sup>link: <https://population.un.org/dataportal/data/indicators/46/locations/616/start/1990/end/2100/table/pivotbylocation?df=46372193-4018-4af8-9f0a-06428d6b6ef5>, stan na dzień 31.04.2024 r.

wzrostu cen nośników energii związane z zaprzestaniem wykorzystania paliw importowanych z Federacji Rosyjskiej. W obu scenariuszach założenia dotyczące cen paliw są zgodne z założeniami przyjmowanymi w modelach MESSAGE i MAED i zostały opisane w części prezentującej wyniki i założenia analiz energetycznych.

Innym istotnym elementem wsadowym dla analiz makroekonomicznych są ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, będące wynikiem analiz przeprowadzonych w części energetycznej. Poniżej przedstawiono wykorzystane w analizach makroekonomicznych dynamiki cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych (Tabela 6.4).

Tabela 6.4. Dynamiki średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych

|                           | 2020 | 2025  | 2030 | 2035 | 2040 |
|---------------------------|------|-------|------|------|------|
| Energia elektryczna - WEM | 1,00 | 1,69  | 1,63 | 1,58 | 1,55 |
| Energia elektryczna - WAM | 1,00 | 1,69* | 1,40 | 1,30 | 1,25 |

\* W analizie makroekonomicznej dla roku 2025 przyjęto w obu scenariuszach jednakową dynamikę ceny.

Źródło: opracowanie własne ARE, IOŚ-PIB

Do 2025 r. zauważalny jest istotny wzrost cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. Natomiast po 2025 r. sytuacja na rynku energii zacznie się stabilizować, a w kolejnych latach ceny energii zaczną spadać. Prognozowane krzywe zmian cen to skutek nałożenia się kilku elementów. Z jednej strony początkowy wzrost cen jest wynikiem przede wszystkim rosnących cen uprawnień do emisji GHG, przy jednoczesnym znaczącym udziale źródeł opartych na paliwach węglowych w wytwarzaniu. W przyszłości udział węgla w generacji energii elektrycznej będzie spadał, co będzie prowadziło do znaczącego zmniejszenia udziału opłat za emisję w kosztach wytwarzania, pomimo wzrostu jednostkowych cen uprawnień do emisji. Jednocześnie należy oczekiwać, że z czasem także jednostkowe nakłady inwestycyjne nowoczesnych technologii będą się zmniejszać, co w przyszłości będzie łagodziło trudności związane ze znacznymi wydatkami na modernizację sektora. Oba te czynniki będą prowadziły w przyszłych latach do stopniowego spadku cen energii. Różnica w dynamice cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych pomiędzy scenariuszami wynika z szybszego odchodzenia od jednostek emisyjnych w scenariuszu WAM niż w WEM oraz z większego znaczenia generacji rozproszonej i zmian w strukturze rynku.

## Dodatkowe nakłady inwestycyjne związane z wytwarzaniem i wykorzystaniem energii

Nakłady inwestycyjne są istotnym elementem wpływającym na ocenę skutków makroekonomicznych scenariuszy. Analizy modeli sektorowych wskazują, że w scenariuszu WEM łączne nakłady inwestycyjne na instalacje związane z wytwarzaniem i wykorzystaniem energii we wszystkich sektorach gospodarki w latach 2021-2040 osiągną ok. 725 mld EUR. Kluczowe, z perspektywy wielkości nakładów inwestycyjnych, będą: sektor wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej i ciepła odpowiadający za ok. 50% nakładów inwestycyjnych oraz sektor transportu.

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

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

Sektor gospodarstw domowych również będzie wymagał znaczących nakładów, EUR w okresie 2021-2040 w scenariuszu WEM. Wydatki w tym sektorze będą stanowiły ok. 10% całkowitych nakładów inwestycyjnych w tym okresie i związane będą przede wszystkim z modernizacją systemów grzewczych oraz termomodernizacją budynków.

Nakłady inwestycyjne związane z wytwarzaniem i wykorzystaniem energii w scenariuszu WEM po wzroście o ok 8% w drugiej połowie lat 20-tych, następnie spadają i pozostają niższe do końca horyzontu projekcji tj. do 2040 roku.

Tabela 6.5. Dynamika nakładów inwestycyjnych związanych z wytwarzaniem i wykorzystaniem energii w scenariuszach WEM i WAM [2021-2025=1]

|     | 2021-2025 | 2026-2030 | 2031-2035 | 2036-2040 |
|-----|-----------|-----------|-----------|-----------|
| WEM | 1,00      | 1,08      | 0,76      | 0,99      |
| WAM | 1,00      | 1,19      | 1,21      | 1,25      |

Źródło: opracowanie własne ARE, IOŚ-PIB

W scenariuszu WAM łączne nakłady inwestycyjne w okresie 2021-2040 będą wyższe niż w scenariuszu WEM. Wzrost nakładów nastąpi w większości sektorów, ale najwyższy będzie w sektorze elektroenergetyki (wzrost w związku z m. in. większymi inwestycjami w OZE). Istotnie wzrosną także nakłady w przemyśle (głównie w związku z kosztami rozwoju CCS) i gospodarstwach domowych (w związku z większymi nakładami na termomodernizację i wymianę źródeł ciepła). Praktycznie nie zmieniają się natomiast nakłady w sektorze rafineryjnym.

Dynamika nakładów inwestycyjnych związanych z wytwarzaniem i wykorzystaniem energii w scenariuszu WAM jest wyższa niż w scenariuszu WEM w całym horyzoncie prognozy. Największe różnice wielkości nakładów inwestycyjnych sięgające 45% nakładów z lat 2021-2025 występują w pierwszej połowie lat 30-tych. W kolejnym okresie różnica pomiędzy scenariuszami spada do około 25%.

## 6.3. Skutki makroekonomiczne

### 6.3.1. Zastosowane podejście metodyczne

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

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

Makroekonomiczna analiza i ocena została zrealizowana w dwóch scenariuszach – WEM i WAM dla lat 2020-2040 w krokach 5-letnich. Prezentowana ocena dotyczy analizy zmiennych pełniących kluczową rolę w ocenie skutków gospodarczych, tj. zmian PKB, konsumpcji gospodarstw domowych, inwestycji oraz salda importu i eksportu.

W modelu CGE w pierwszej kolejności dla scenariusza WEM dostosowywana jest zmiana PKB, a następnie, na podstawie zewnętrznych projekcji z modeli MAED i MESSAGE, dostosowywane są zużycie paliw w sektorach gospodarki i ceny paliw oraz energii. Dla scenariusza WAM na bazie

zewnętrznych projekcji dostosowano zużycie paliw, ceny paliw i energii oraz uwzględniono konieczność poniesienia dodatkowych inwestycji. Inne wartości zmiennych, takie jak zasoby kapitału, pracy oraz ich produktywność w różnych gałęziach przemysłu, pozostają stałe między scenariuszami. Ponadto, ceny uprawnień do emisji nie zmieniają się w obu analizowanych scenariuszach.

### 6.3.2. Zmiany poziomu PKB

Z symulacji wynika, że różnice makroekonomiczne pomiędzy scenariuszami są dość istotne. Różnica poziomu PKB w scenariuszach WAM i WEM już w roku 2030 jest zauważalna i wynosi około 1,1% na korzyść scenariusza WAM. W kolejnych latach różnica w PKB stopniowo rośnie, osiągając swój szczyt w roku 2040, kiedy wynosi 1,5% (Tabela 6.6). W kolejnych latach, miks energetyczny w obu scenariuszach będzie upodabniał się, co przekłada się na zbliżenie wyników makroekonomicznych.

Długoterminowa tendencja wzrostu PKB jest zbliżona w obu scenariuszach. Największa dynamika wzrostu obserwowana jest w początkowej części analizowanego okresu, z tendencją do spadku tempa wzrostu pod koniec. W okresie od 2020 do 2030 roku średnioroczne tempo wzrostu w scenariuszu WAM sięga 3,6%, natomiast w scenariuszu WEM 3,5%. W kolejnych dekadach tempo zmian staje się bardziej zbliżone pomiędzy scenariuszami, od 2030 do 2040 roku, średnioroczna dynamika wzrostu wynosi 1,6% rocznie dla scenariuszy WAM i WEM.

Z punktu widzenia poziomu PKB scenariusz WAM okazuje się korzystniejszy od scenariusza WEM. Wyższy poziom PKB w scenariuszu WAM wynika przede wszystkim z oszczędności w systemie energetycznym oraz ze wzrostu efektywności energetycznej po stronie odbiorców końcowych – m.in. przemysłu i gospodarstw domowych. Według wyników modelu energetycznego, uzyskane oszczędności kosztowe przeważają nad nakładami inwestycyjnymi potrzebnymi do ich osiągnięcia. Do 2040 roku największy udział w tym efekcie mają oszczędności w sektorze wytwarzania energii, wynikające ze spadku zużycia (i importu) paliw na jednostkę produkcji energii elektrycznej i ciepła sieciowego w porównaniu ze scenariuszem WEM. Po roku 2040 większe znaczenie mają dodatkowe obniżki cen energii przyjęte w modelu energetycznym, związane z przesyłem i dystrybucją energii oraz z funkcjonowaniem klastrów energetycznych. Z drugiej strony, pozytywny wpływ na PKB częściowo ograniczają wyższe koszty kapitałowe w scenariuszu WAM w porównaniu z WEM, wynikające z intensywniejszych inwestycji w transformację energetyczną.

Opisane zmiany odzwierciedlają wzrost produktywności gospodarki, wynikający z poprawy efektywności energetycznej i obniżenia kosztów pozyskania energii. Ponieważ jednak sektor energetyczny stanowi stosunkowo niewielką część całej gospodarki – mniejszą niż usługi czy przetwórstwo przemysłowe – jego pozytywny wpływ na agregaty makroekonomiczne pozostaje ograniczony. Stąd różnice poziomów PKB między scenariuszami są umiarkowane. Po stronie popytowej model wskazuje głównie na przesunięcia w strukturze wydatków: wyższe nakłady inwestycyjne w scenariuszu WAM początkowo obniżają konsumpcję gospodarstw domowych, natomiast w dalszym horyzoncie (od 2040 r.) – wraz ze wzrostem dochodów realnych – konsumpcja rośnie w porównaniu ze scenariuszem WEM. Jednocześnie umocnienie waluty ogranicza eksport, przez co łączny popyt nie zwiększa się istotnie. W efekcie odchylenia PKB między scenariuszami są przede wszystkim konsekwencją czynników podażowych (efektywność, zasoby kapitału), podczas gdy po stronie popytowej dominują zmiany w strukturze, a nie w łącznym poziomie popytu.

Tabela 6.6. Zmiany PKB w scenariuszu WEM i WAM [mld EUR'2024]

| Scenariusz  | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 |
|-------------|------|------|------|------|------|
| WEM         | 633  | 791  | 891  | 972  | 1040 |
| WAM         | 633  | 791  | 901  | 984  | 1055 |
| Różnica [%] |      | 0,0% | 1,1% | 1,2% | 1,5% |

### 6.3.3. Inwestycje w gospodarce

Motorem wzrostu inwestycji jest wzrost dochodu, choć tempo wzrostu inwestycji w latach 2020-2040 jest nieco niższe niż PKB. Analizując poszczególne okresy w scenariuszu WAM średnioroczna dynamika wzrostu inwestycji jest najwyższa w latach 2020-2030 i wynosi 5,4%, głównie w związku z odbiciem gospodarki po kryzysie w 2020 r. W kolejnym okresie 2030-2040 średnioroczna dynamika wzrostu wynosi 0,5. Można to tłumaczyć faktem, że w latach 2020-2040 Polska będzie doświadczać relatywnie szybkiego wzrostu gospodarczego. Podobny trend obserwujemy w scenariuszu WEM, gdzie średnioroczna dynamika wzrostu inwestycji w latach 2020-2030 wynosi 4,7%.

Porównując dwa scenariusze analizy, można zauważyć, że w scenariuszu WAM potrzeby inwestycyjne są wyższe w porównaniu do scenariusza WEM. W 2030 inwestycje w scenariuszu WAM są większe o prawie 8%, co odzwierciedla intensywne zapotrzebowanie na kapitał w gospodarce w stosunku do scenariusza WEM. W latach 2035 i 2040 różnica ta powiększa się do odpowiednio 11,8% i 8,5%, co nadal wskazuje na duże zapotrzebowanie inwestycyjne w scenariuszu WAM, wyraźnie bardziej intensywne niż w poprzedniej dekadzie. Generalnie spadek tempa wzrostu i ustabilizowanie się poziomu inwestycji w okresie 2035 – 2040 w scenariuszu WAM w porównaniu do WEM można tłumaczyć tym, że znaczna część dodatkowych inwestycji powodujących zmniejszenie energochłonności w energetyce oraz pozostałych sektorach gospodarki została już zrealizowana w poprzednich okresach.

Tabela (Tabela 6.7) przedstawia szczegółowe zmiany inwestycji w obu scenariuszach, ilustrując wyraźne różnice w dynamice wzrostu inwestycji w zależności od okresu analizy oraz specyficznych potrzeb gospodarczych i energetycznych Polski.

Tabela 6.7. Zmiany całkowitych inwestycji w gospodarce w scenariuszu WEM i WAM [mld EUR'2024]

| Scenariusz | 2020 | 2025 | 2030 | 2035  | 2040 |
|------------|------|------|------|-------|------|
| WEM        | 119  | 177  | 187  | 190   | 195  |
| WAM        | 119  | 177  | 202  | 213   | 211  |
| Różnica    |      | 0,0% | 7,7% | 11,8% | 8,5% |

Źródło: opracowanie własne IOŚ-PIB

### 6.3.4. Konsumpcja gospodarstw domowych

Wzrost konsumpcji w Polsce jest częściowo napędzany przez wzrost PKB, ale jego tempo jest wyższe w całym okresie prognozy 2020-2040. Średnioroczna dynamika wzrostu konsumpcji w latach 2020-2030 dla scenariuszy WEM i WAM jest identyczna i wynosi 4,0%. W późniejszych okresach konsumpcja rośnie już nieco wolniej, ze średnim rocznym wzrostem wynoszącym 1,7% w okresie 2030-2040 dla scenariusza WAM. Dynamika wzrostu w scenariuszu WEM w tych okresach jest nieco niższa: w latach 2030-2040 wynosi 1,5%.

Konsumpcja jest często traktowana jako miara dobrobytu społeczeństwa, ponieważ wyższy poziom konsumpcji zazwyczaj oznacza większy dostęp do dóbr i usług. Porównując dwa scenariusze analizy tj. WAM i WEM, można zauważyć, że różnice w wartościach konsumpcji pomiędzy scenariuszami WAM i WEM są stosunkowo niewielkie w pierwszej dekadzie projekcji, ale stają się one bardziej widoczne w okresie 2030-2040, co wskazuje na przewagę scenariusza WAM. Jedynym rokiem, w którym konsumpcja w scenariuszu WAM jest niższa niż w WEM jest 2035, powodem są relatywnie duże potrzeby inwestycyjne w stosunku do WEM. W efekcie, w tym roku konsumpcja musi zostać obniżona, aby umożliwić sfinansowanie dodatkowych inwestycji.

Generalnie wyższy poziom konsumpcji w scenariuszu WAM wynika częściowo ze zmniejszenia wydatków na paliwa i energię, w tym dzięki poprawie efektywności energetycznej oraz obniżce cen energii elektrycznej. Ponadto, wzrost konsumpcji wynika ze wzrostu dochodów spowodowanego pośrednio przez ograniczenie deficytu uprawnień do emisji. Efekty te przeważają nad dodatkowymi kosztami inwestycyjnymi ponoszonymi w scenariuszu WAM. Dzięki niższym kosztom związanym z energią i emisjami, więcej środków może być przeznaczonych przez gospodarstwa domowe na konsumpcję dóbr i usług.

Tabela 6.8. Zmiany konsumpcji gospodarstw domowych w scenariuszu WEM i WAM [mln EUR'2024]

| Scenariusz | 2020 | 2025 | 2030 | 2035  | 2040 |
|------------|------|------|------|-------|------|
| WEM        | 358  | 452  | 530  | 586   | 615  |
| WAM        | 358  | 452  | 530  | 585   | 628  |
| Różnica    | 0,0% | 0,0% | 0,0% | -0,4% | 2,1% |

Źródło: opracowanie własne IOŚ-PIB

### 6.3.5. Saldo handlu zagranicznego

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

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

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

Tabela 6.9. Projekcja salda handlu zagranicznego [mld EUR'2024]

|         | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 |
|---------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| WEM     | 6    | 1    | 20   | 36   | 11   | 4    | 10   | 31   |
| WAM     | 6    | 1    | 20   | 36   | 11   | -1   | 1    | 18   |
| Różnica | nd.  | nd.  | nd.  | nd.  | 0    | -5   | -8   | -13  |

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

Drugą istotną przyczyną odpowiadającą za zmiany salda handlu zagranicznego poza zmianą liczby uprawnień do emisji kupowanych z zagranicy jest zmniejszenie importu paliw kopalnych w scenariuszu WAM, głównie zmniejszenie importu gazu ziemnego. Dzieje się tak na skutek spadku zapotrzebowania



na paliwa, wynikającego z wprowadzenia w scenariuszu WAM dodatkowych polityk i działań, które ograniczają zależność kraju od zewnętrznych dostawców surowców energetycznych i paliw.

## 6.4. Skutki społeczne

Tabela 6.10. Dynamika stopy bezrobocia w scenariuszu WEM i WAM

|                | 2005  | 2010  | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 |
|----------------|-------|-------|------|------|------|------|------|------|
| WEM            | 17,6% | 12,4% | 9,7% | 6,6% | 4,9% | 4,9% | 4,9% | 4,9% |
| WAM            | 17,6% | 12,4% | 9,7% | 6,6% | 4,9% | 3,7% | 3,6% | 3,2% |
| Różnica [p.p.] | n/a   | n/a   | n/a  | n/a  | 0,0  | -1,2 | -1,4 | -1,7 |

Źródło: opracowanie własne IOŚ-PIB i Bank Danych Makroekonomicznych (dane historyczne)

### 6.4.1. Dynamika płacy realnej

Płaca realna odnosi się do wartości wynagrodzenia po skorygowaniu o wpływ inflacji i wyraża rzeczywistą siłę nabywczą tego wynagrodzenia. Z uwagi na przyjętą metodykę w niniejszej analizie posłużono się wskaźnikiem zmian płacy realnej. W okresie od 2020 do 2040 roku i według scenariusza WEM płaca realna wzrasta w tym czasie ponad dwukrotnie (o 118%), co oznacza wzrost siły nabywczej pracowników (Tabela 6.11) Zgodnie z projekcją, w okresie 2020-2030 wzrastają średnio o 2,8% rocznie. W kolejnej dekadzie średnioroczny wzrost spowalnia do 2,4%.

Porównując scenariusz WEM z WAM, widoczna jest wyższa dynamika wzrostu w scenariuszu WAM, szczególnie w pierwszej części okresu objętego analizą. W okresie od 2020 do 2030 roku płace realne rosną o 35%. W 2040 roku płaca realna jest o 73% wyższa od wartości odniesienia w 2020 roku. Różnica ta sugeruje, że polityki i działania uwzględnione w scenariuszu WAM mogą prowadzić do korzystniejszych warunków ekonomicznych dla pracowników niż w scenariuszu WEM.

Tabela 6.11 Projekcja dynamiki płacy realnej

|                              |     | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 |
|------------------------------|-----|------|------|------|------|------|
| Wskaźnik zmian płacy realnej | WEM | 1,00 | 1,09 | 1,31 | 1,49 | 1,66 |
|                              | WAM | 1,00 | 1,09 | 1,35 | 1,54 | 1,73 |

Źródło: opracowanie własne IOŚ-PIB

### 6.4.2. Dynamika zatrudnienia w sektorach gospodarki

Choć w krótkim okresie (w latach 2020-2025) Polska gospodarka będzie doświadczała wzrostu zatrudnienia w związku z odbiciem gospodarczym po pandemii COVID-19, w długim okresie można spodziewać się jego spadku we wszystkich sektorach ze względu na zmiany demograficzne i znaczny spadek osób w wieku produkcyjnym. Dynamika tych zmian różni się jednak między sektorami.

W scenariuszu WEM (Tabela 6.12) zatrudnienie w rolnictwie stopniowo maleje, z 2,191 mln osób w 2020 roku do 1,6 mln osób w 2040 roku. Relatywnie szybki spadek zatrudnienia w tym sektorze odzwierciedla postępujący wzrost produktywności pracy w rolnictwie. Zatrudnienie w przemyśle utrzymuje się na stosunkowo stabilnym poziomie w latach 20-tych i 30-tych. Zatrudnienie w sektorze usług oraz budownictwa stopniowo maleje, przy czym w sektorze budownictwa z 938 tys. osób w 2020 roku, natomiast w sektorze usług z 8,685 mln osób w 2020 roku. W scenariuszu WAM zmiany są podobne

do tych w scenariuszu WEM, choć należy podkreślić, że ich skala jest nieco mniejsza głównie ze względu na mniejszą stopę bezrobocia w scenariuszu WAM.

Tabela 6.12. Dynamika zatrudnienia w sektorach gospodarki w scenariuszu WEM i WAM [tys. osób]

|                 |     | 2020  | 2025  | 2030  | 2035  | 2040  |
|-----------------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|
| Rolnictwo       | WEM | 2191  | 2081  | 1902  | 1769  | 1611  |
|                 | WAM | 2191  | 2081  | 1891  | 1756  | 1609  |
| Wydobycie węgla | WEM | 78    | 56    | 26    | 19    | 8     |
|                 | WAM | 78    | 56    | 14    | 6     | 3     |
| Przemysł        | WEM | 2897  | 3019  | 2926  | 2902  | 2816  |
|                 | WAM | 2897  | 3019  | 2977  | 2952  | 2853  |
| Budownictwo     | WEM | 938   | 1019  | 951   | 899   | 853   |
|                 | WAM | 938   | 1019  | 1001  | 967   | 904   |
| Usługi          | WEM | 8685  | 9188  | 8909  | 8824  | 8587  |
|                 | WAM | 8685  | 9188  | 9015  | 8940  | 8756  |
| SUMA            | WEM | 14789 | 15363 | 14715 | 14412 | 13874 |
|                 | WAM | 14789 | 15363 | 14899 | 14620 | 14125 |

Źródło: opracowanie własne IOŚ-PIB i Bank Danych Makroekonomicznych (dane historyczne)

Symulacje wskazują także na znaczący spadek zatrudnienia górnictwie węgla kamiennego i brunatnego w najbliższym czasie, odzwierciedlając znaczny spadek wydobycia węgla. W scenariuszu WEM, do 2030 roku zatrudnienie w tym sektorze spadnie o 67% w porównaniu do 2020 roku (z poziomu 78 tys. 2020 roku do 26 tys. w 2030 roku). W 2040 roku sektor będzie już zatrudniał tylko 8 tys. osób. W scenariuszu WAM, spadek zatrudnienia będzie następował szybciej. Do 2030 roku zatrudnienie spadnie do poziomu 14 tys. osób, co oznacza spadek o 82% względem roku 2020. W 2040 roku zatrudnienie w sektorze będzie już na śladowym poziomie. Redukcja zatrudnienia będzie osiągnięta między innymi dzięki naturalnemu odpływowi pracowników z rynku pracy po osiągnięciu wieku emerytalnego oraz braku napływu nowych pracowników. Duże tempo redukcji, szczególnie w najbliższych latach, przy równoczesnym spadku bezrobocia oznacza również znaczący przepływ pracowników między sektorami, w szczególności do sektorów, w których wymagane są podobne kwalifikacje, takich jak inne sektory wydobywcze (np.: wydobywanie miedzi) lub sektor budowniczy. W następnej sekcji opisane zostały przykłady przepływów pracowników między sektorami oraz rekomendacje dobrych praktyk, które takie przepływy ułatwiają.

### 6.4.3. Kwalifikacje pracowników

W nadchodzących latach można spodziewać się stopniowej, ale zauważalnej zmiany zatrudnienia i przejścia pracowników z tradycyjnych, głównie konwencjonalnych, sektorów energii na rzecz energii odnawialnej, budownictwa i usług związanych z transformacją energetyczną. Jest to konsekwencja stopniowej modernizacji gospodarki oraz zmian związanych z polityką klimatyczną i środowiskową. Monitorowanie i właściwe zarządzanie procesem transformacji rynku pracy będzie istotne dla złagodzenia społecznoekonomicznych konsekwencji zmian, poprzez interwencje mające na celu dostosowanie umiejętności zawodowych pracowników w przyszłości. Konieczne będą działania podnoszące kwalifikacje pracowników oraz działania przekwalifikujące. Istotne będą działania informacyjne zwiększające świadomość społeczną wymaganych zmian, która podniesie adaptacyjność pracowników.

Szczególnie wrażliwym we wspomnianym procesie zmian będzie sektor wydobywczy. Analiza makroekonomiczna sugeruje, że do 2030 roku liczba pracowników w sektorze węgla kamiennego i brunatnego spadnie o około 60 tys. osób. Nie oznacza to jednak, że wszyscy pracownicy odchodzący



z tego sektora będą musieli się przekwalifikować. Niektórzy odejdą z sektora ze względu na osiągnięcie wieku emerytalnego.

Jak wskazują autorzy raportu IBS<sup>28</sup>, poświęconego problematyce transformacji górnictwa, działania w zakresie wsparcia pracowników odchodzących z sektora wydobywania węgla powinny być zróżnicowane ze względu na ich wiek. Wobec starszych pracowników racjonalne jest zaproponowanie rozłożonej w czasie polityki naturalnych odejść z sektora, możliwość pracy na powierzchni lub w Spółce Restrukturyzacji Kopalń oraz relokacja do innej kopalni. Wobec młodszych pracowników natomiast bardziej akceptowalne społecznie będzie zaproponowanie relokacji do innej kopalni lub propozycja przekwalifikowania i podjęcia pracy poza górnictwem. Jak wskazano w raporcie IBS struktura miejsc oraz stanowisk pracy pomiędzy czynnymi kopalniami jest zbliżona do siebie, a udział osób o najniższych kwalifikacjach sukcesywnie maleje. Z punktu widzenia sprawiedliwej transformacji zmiany w strukturze wykształcenia są zjawiskiem pozytywnym. Raport IBS wskazuje spadek liczby osób uzyskujących kwalifikacje związane z pracą w górnictwie. Absolwenci szkół branżowych i techników wybierają w większości inne ścieżki kariery niż zatrudnienie bezpośrednio w górnictwie. Sytuacja ta jest korzystna z punktu widzenia transformacji, ponieważ oznacza spadek napływu młodych pracowników do sektora, ale wymaga monitoringu w celu umożliwienia doksztalcenia i zmian w profilu kształcenia kadr.

Analiza wyników scenariuszy WEM i WAM w poprzedniej sekcji dokumentu wskazuje na nieznacznie szybszą redukcję zatrudnienia w sektorze górnictwa oraz alokację pracowników z tego sektora w sektorze usług, przemysłu oraz budownictwa. Wyniki te potwierdzają możliwości znalezienia zatrudnienia przez górników w innych branżach – przyspieszenie procesu transformacji to nie tylko szybsza redukcja zatrudnienia w sektorze konwencjonalnej energetyki, ale i szybszy rozwój nowych sektorów gospodarki związanych z nisko- i zeroemisyjnymi źródłami energii i transportu. Potwierdzeniem możliwości przekierowania pracowników sektora górnictwa do innych sektorów są działające programy takie jak „Wiatr – kopalnia możliwości”<sup>29</sup>, który przygotowuje pracowników sektora górnictwa do pracy w charakterze techników i serwisantów turbin wiatrowych. Natomiast projekt „Droga do zatrudnienia po węglu”<sup>30</sup> wskazuje na możliwą współpracę administracji rządowej, samorządowej z przedsiębiorstwami wydobywczymi w celu aktywizacji zawodowej społeczności uzależnionych od wydobywania węgla. W ramach wspomnianego projektu na wsparcie 2 200 osób ma trafić 257 mln zł (70% z Funduszu Sprawiedliwej Transformacji a 30% z budżetu państwa). Środki mają trafić do osób, które straciły pracę od 1 stycznia 2018 roku, członkowie ich rodzin i osoby zatrudnione w firmach zależnych od działalności regionalnych kopalni i elektrowni. Fundusz Sprawiedliwej Transformacji wydaje się istotnym narzędziem wspierającym tego rodzaju zmiany. W grudniu 2022 r. Komisja Europejska zatwierdziła pięć polskich programów operacyjnych z terytorialnymi planami sprawiedliwej transformacji o łącznej wartości ponad 3,85 mld euro i przeznaczone na wsparcie transformacji klimatycznej obszarów górniczych na Śląsku, w Małopolsce, Wielkopolsce, na Dolnym Śląsku i w Łódzkiem.

Obserwacje prezentowane w raportach z serii „*Renewable Energy and Jobs*” publikowanych corocznie przez IRENA (*International Renewable Energy Agency*) we współpracy ze Światową Organizacją Pracy (ILO, *International Labour Organization*) coraz wyraźniej pokazują, że w większości krajów i regionów sektor energii odnawialnej tworzy lub może wykreować więcej miejsc pracy niż tradycyjny sektor wydobywczy (w znacznej mierze wskutek zdecentralizowanej specyfiki tego sektora oraz wymagań związanych z nakładami pracy)<sup>31</sup>.

W związku z procesem transformacji gospodarki bardzo istotne będzie dostosowanie kwalifikacji zawodowych. Kluczowe będzie podejmowanie działań na rzecz tworzenia miejsc pracy wysokiej jakości oraz działania mające na celu wspieranie sprawiedliwych przemian w regionach uzależnionych od węgla. Wyniki modelowania pokazują także wyraźny spadek udziału zatrudnionych w rolnictwie, wzrośnie

<sup>28</sup> IBS Research Report 01/2020. Zatrudnienie w górnictwie węgla kamiennego w zagłębiu górnośląskim. Wrzesień 2020 r.

<sup>29</sup> <https://srk.com.pl/media/aktualnosci/WIATR-KOPALNIA-MOZLIWOSCI/idn:385> (dostęp: 1.06.2024 r.)

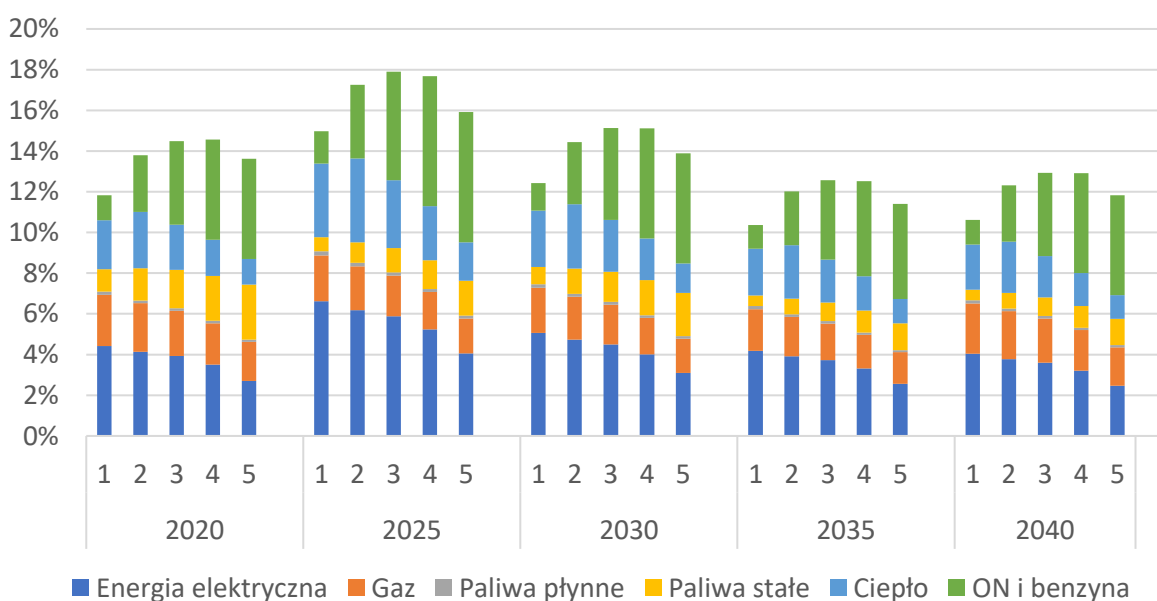
<sup>30</sup> <https://pracapoweglu.pl/> (dostęp: 1.06.2024 r.)

<sup>31</sup> Zob. np. najnowszy raport: IRENA and ILO (2023), *Renewable energy and jobs: Annual review 2023*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi and International Labour Organization, Geneva.

natomiast udział zatrudnionych w przemyśle i w usługach. Bardzo istotne będzie uwzględnienie tych zmian i wsparcie pracowników w zmianie miejsca zatrudnienia oraz zdobywaniu nowych i specjalistycznych umiejętności, szczególnie w dziedzinach związanych z odnawialnymi źródłami energii, efektywnością energetyczną oraz technologiami związanymi z gospodarką niskoemisyjną. Programy szkoleniowe i wsparcie edukacyjne będą kluczowe w tym procesie. Zmiany w gospodarce w związku z transformacją należy rozpatrywać w kategorii szans rozwojowych. Szczególnie w regionach węglowych konieczna będzie głęboka modernizacja profilu umiejętności pracowników, gdyż wzrost wykorzystania bezemisyjnych źródeł energii przełoży się na powstanie nowych miejsc pracy w energetyce wiatrowej, słonecznej, atomowej, w sektorze bioenergii.

#### 6.4.4. Udział wydatków gospodarstw domowych na paliwa i energię

W niniejszym rozdziale wskazujemy na potencjalne skutki społeczne wynikające z realizacji polityki klimatycznej zgodnej ze scenariuszami WEM oraz WAM. Analizę skutków społecznych przeprowadzono za pomocą modułu gospodarstw domowych, który jest oparty o dane z badania budżetów gospodarstw domowych. Na podstawie tych danych gospodarstwa podzielono na 5 dochodowych grup kwintylowych, gdzie pierwsza grupa zawiera 20% gospodarstw domowych o najniższych dochodach. Następnie dla każdej grupy dochodowej obliczono udział wydatków w ogóle wydatków na następujące kategorie dóbr energetyczno-paliwowych: 1) energia elektryczna, 2) gaz, 3) paliwa płynne\*, 4) paliwa stałe\*\*, 5) ciepło sieciowe oraz 6) olej napędowy i benzynę. W ostatnim kroku wyliczono ewolucję tych wydatków w horyzoncie roku 2040, wykorzystując przewidywania dotyczące cen dla poszczególnych nośników energii, wielkość zużycia oraz dochodów gospodarstw domowych. W niniejszej analizie założono, że zmiany w konsumpcji poszczególnych dóbr oraz wzrost zamożności w równym stopniu będzie dotyczyć gospodarstwa domowe należące do różnych grup dochodowych. Ewolucja wydatków przedstawiona jest na Rysunkach 5.1 dla scenariusza WEM oraz 5.2 dla scenariusza WAM.



Rysunek 6.1. Udziały wydatków gospodarstw domowych na paliwa i energię w podziale na kwintyle dochodowe dla scenariusza WEM w Polsce w latach 2020-2040.

\* Paliwa płynne obejmuje przede wszystkim ropę (olej opałowy i LPG) stosowaną do ogrzewania domów

\*\* Paliwa stałe stanowią przede wszystkim węgiel oraz w dużo mniejszym stopniu, drewno opałowe

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

Udział wydatków na nośniki energii będzie determinowany przede wszystkim przez następujące 3 przeciwstawne mechanizmy. Po pierwsze, w wyniku objęcia paliw systemem handlu emisjami wzrosną ich ceny, co bezpośrednio zwiększy udział wydatków na te dobra. Przykładowo, cena na poziomie 100 Euro za tonę CO<sub>2</sub> zwiększy cenę tony węgla o ponad 1200 PLN, 1 litra benzyny o około złotówkę, a 1 m<sup>3</sup> gazu ziemnego o 0,85 PLN. Z drugiej strony przechodzenie na paliwa bezemisyjne, np. przejście z ogrzewania węglem na prąd, będzie niwelowało przynajmniej część tego wzrostu, o ile energia elektryczna będzie wytwarzana ze źródeł innych niż paliwa kopalne. Trzecim istotnym mechanizmem jest bogacenie się społeczeństwa, które sprawi, że te same potrzeby energetyczne będziemy w stanie zaspokoić przeznaczając na nie coraz mniejszą część budżetu.

W perspektywie roku 2040, na nośniki energii i paliwa transportowe będziemy wydawać relatywnie coraz mniej, jednakże w krótkim okresie, tzn. do roku 2025 udział tych wydatków wzrośnie o około 4 p. proc. w stosunku do roku 2020. Odpowiedzialny za to wzrost cen paliw wynika jednak z przyczyn innych niż polityka klimatyczna, gdyż system ETS2\* wchodzi w życie dopiero w drugiej połowie bieżącej dekady i na wykresach jego efekt jest widoczny dopiero w danych za 2030 rok. Wzrost cen paliw w 2025 roku jest wynikiem przede wszystkim odejścia krajów UE od importu z Federacji Rosyjskiej oraz ogólnoświatowego ożywienia gospodarczego i szybkiego wzrostu zużycia nośników energii, jakie miało miejsce po pandemii. W rezultacie zwiększone koszty importu związane z reorganizacją dostaw i wzrostem popytu przyczyniły się do ogólnego wzrostu cen paliw na rynku światowym.

W roku 2025 umowny próg niedostatku energetycznego\*\* będzie, średnio rzecz biorąc, przekroczony przez nawet czwarty kwintyl dochodowy. W kolejnych okresach 5 letnich udział wydatków na energię będzie systematycznie spadał. Gospodarstwa domowe będą ograniczać zakupy paliw kopalnych, których to ceny będą szybciej rosły niż cena energii elektrycznej. Ostatnim istotnym czynnikiem determinującym udział wydatków są rosnące przychody gospodarstw domowych, co pozwala na przeznaczanie coraz mniejszej części budżetu na zaspokajanie tych samych potrzeb energetycznych. Na skutek wyżej wymienionych czynników, po roku 2030, średnio rzecz biorąc wszystkie grupy kwintylowe powinny przeznaczać mniej niż 10% swojego budżetu na zaspokajanie potrzeb energetycznych (z wyłączeniem transportu), a więc znajdą się poniżej umownego progu niedostatku energetycznego. Należy podkreślić, że nie oznacza to, że wyeliminowane zostanie zjawisko ubóstwa energetycznego. Prezentowane wyniki dotyczą średnich wydatków dla kwintyli dochodowych, co nie oznacza, że wszystkie gospodarstwa domowe wchodzące w skład danej grupy kwintylowej będą znajdowały się poniżej umownego progu. W dalszym ciągu konieczne może być wspieranie wybranych najuboższych gospodarstw oraz inwestowanie w alternatywne źródła ogrzewania. Należy również zaznaczyć, że powyższe symulacje nie uwzględniają kosztów inwestycyjnych związanych ze zmianą źródeł ogrzewania na niskoemisyjne. Koszt ten, rozłożony nawet na kilkanaście lat, może być istotną pozycją w budżecie gospodarstwa domowego.

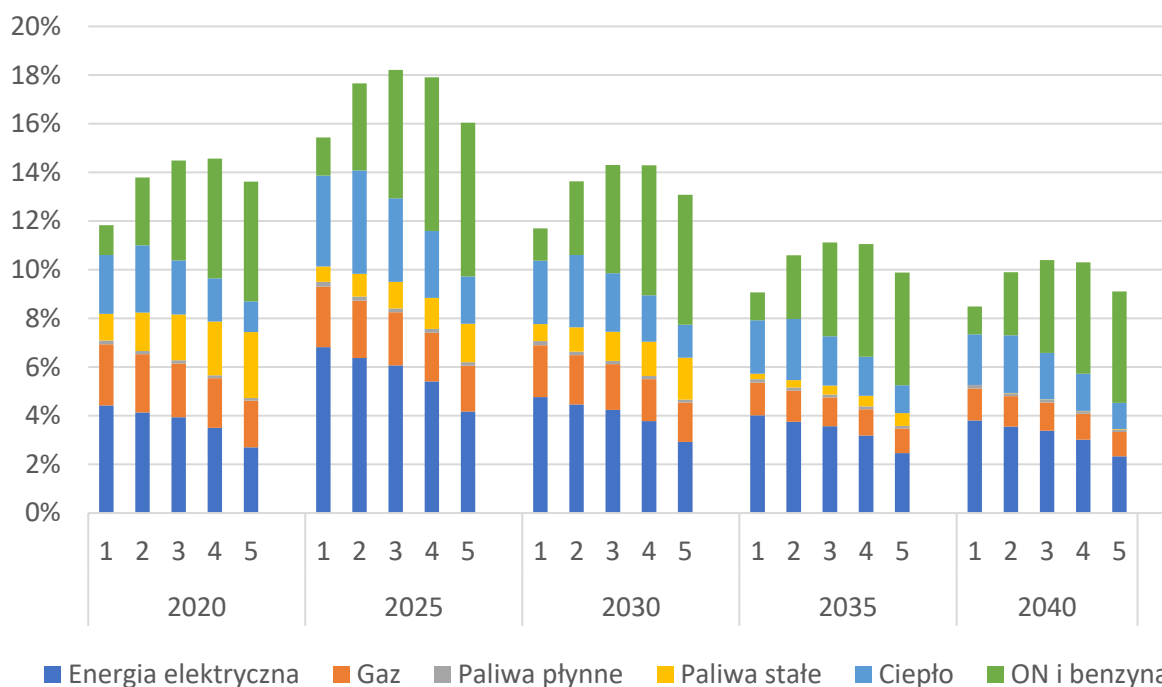
Zgodnie z przeprowadzonymi symulacjami, udział wydatków na nośniki energii i paliwa transportowe będzie malał szybciej w przypadku realizacji scenariusza WAM. Istotne różnice pomiędzy scenariuszami, wynoszące ok. 0,7 p. proc. można zaobserwować już dla roku 2030. Z kolei na koniec okresu symulacji,

---

\* Nowy system handlu uprawnieniami do emisji o nazwie ETS2, który jest niezależny od dotychczasowego EU ETS, będzie obejmowała emisje CO<sub>2</sub> ze spalania paliw w budynkach, transporcie drogowym oraz dodatkowych sektorach, w tym głównie małych przedsiębiorstwach, które nie są objęte obecnym systemem EU ETS

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

czyli w roku 2040, udział wydatków może być niższy dla scenariusza WAM w porównaniu do scenariusza WEM dla wszystkich grup kwintylowych. Przyczyni się do tego głębszy spadek wydatków na paliwa kopalne, który będzie kompensowany mniejszym wzrostem wydatków na energię elektryczną, której cena nie wzrośnie tak znacząco jak w przypadku paliw kopalnych objętych systemem ETS2. Drugim czynnikiem stojącym za tym wynikiem jest szybszy wzrost dochodów gospodarstw domowych. Można zatem powiedzieć, że z punktu widzenia wydatków gospodarstw domowych na paliwa i energię, realizacja scenariusza WAM przyczyni się do poprawy społecznych aspektów transformacji.



Rysunek 6.2. Udziały wydatków gospodarstw domowych na paliwa i energię w podziale na kwintyle dochodowe dla scenariusza WAM w Polsce w latach 2020-2040.

Źródło: opracowanie własne IOŚ-PIB

### 6.4.5. Skutki zdrowotne i środowiskowe

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

Przyczyni się ono nie tylko do redukcji emisji gazów cieplarnianych, ale również wyraźnego ograniczenia emisji zanieczyszczeń powietrza (dane w zakresie redukcji emisji przedstawiono wcześniej), w głównej mierze powstających w wyniku spalania paliw kopalnych. Do zanieczyszczeń tych należą m.in. tlenki azotu ( $\text{NO}_2$ ), dwutlenek siarki ( $\text{SO}_2$ ) oraz pył, w tym pył drobny  $\text{PM}_{2,5}$ , który wywiera szczególnie niekorzystny, potwierdzony licznymi badaniami, wpływ na zdrowie populacji, powodując m.in. schorzenia układu oddechowego i układu krążenia. Ekspozycja na zanieczyszczenia powietrza przyczynia się do skrócenia średniej długości życia mieszkańców.

W celu określenia zmiany narażenia populacji Polski na działanie zanieczyszczeń powietrza, w wyniku wdrożenia założonych polityk i działań, wykonano analizy dla scenariuszy WEM i WAM oraz lat prognozy 2025-2040 w odniesieniu do roku bazowego 2020, a także analizę porównawczą pomiędzy scenariuszami.

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

Narzędzie to umożliwiło oszacowanie potencjalnej poprawy jakości powietrza na danym obszarze, wynikającej z redukcji emisji w efekcie wdrożenia planowanych polityk i działań. Jako obszar badań przyjęto cały obszar Polski. Spośród zanieczyszczeń powietrza charakterystycznych dla procesów spalania paliw, do analizy wybrano pył PM<sub>2,5</sub>. Wybór tego zanieczyszczenia podyktowany był przyjętą metodyką oceny, zgodnie z którą w kolejnym etapie wykorzystano dane dot. średniego stężenia pyłu PM<sub>2,5</sub> jako dane wejściowe do modelu AirQ+.

Model AirQ+ (The Air Quality Health Impact Assessment Tool) został opracowany przez Światową Organizację Zdrowia (WHO)<sup>32</sup> do oceny wpływu zanieczyszczeń powietrza na zdrowie. Przy jego zastosowaniu można ocenić skutki zdrowotne długookresowego i krótkookresowego narażenia na zanieczyszczenia powietrza. Metodyka obliczeń wykorzystuje dane uzyskane z epidemiologicznych badań kohortowych w ramach, których został wykazany związek między średnim długoterminowym poziomem zanieczyszczeń a ryzykiem śmiertelności w narażonej populacji. Skutki zdrowotne można oszacować dla kilku wybranych zanieczyszczeń, w tym pyłu PM<sub>2,5</sub>.

Wyniki obliczeń skutków zdrowotnych długookresowego narażenia na pył PM<sub>2,5</sub> dla scenariuszy WEM i WAM oraz różnicę pomiędzy scenariuszami przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 6.13. Skutki zdrowotne długookresowego narażenia na pył PM<sub>2,5</sub> dla scenariuszy WEM i WAM

| Scenariusz        | Rok  | Stężenie PM <sub>2,5</sub> [µg/m <sup>3</sup> ] | Liczba przedwczesnych zgonów | Procent przedwczesnych zgonów [%] | Liczba przedwczesnych zgonów w przeliczeniu na 100 tys. mieszkańców | Liczba utraconych lat życia w pierwszym roku* | Utracone lata życia po 10 latach |
|-------------------|------|-------------------------------------------------|------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|----------------------------------|
| WEM               | 2020 | 21,8                                            | 57 107                       | 12,1                              | 219                                                                 | 81 513                                        | 2 367 313                        |
|                   | 2025 | 19,2                                            | 48 886                       | 10,4                              | 188                                                                 | 69 551                                        | 2 014 806                        |
|                   | 2030 | 17,5                                            | 43 183                       | 9,2                               | 166                                                                 | 61 394                                        | 1 775 460                        |
|                   | 2035 | 16,1                                            | 38 427                       | 8,2                               | 148                                                                 | 54 664                                        | 1 578 621                        |
|                   | 2040 | 15,9                                            | 38 072                       | 8,1                               | 146                                                                 | 54 092                                        | 1 561 924                        |
| WAM               | 2020 | 21,8                                            | 57 107                       | 12,1                              | 219                                                                 | 81 513                                        | 2 367 313                        |
|                   | 2025 | 19,3                                            | 49 016                       | 10,4                              | 188                                                                 | 69 737                                        | 2 020 285                        |
|                   | 2030 | 17,5                                            | 43 216                       | 9,2                               | 166                                                                 | 61 441                                        | 1 776 842                        |
|                   | 2035 | 15,9                                            | 38 072                       | 8,1                               | 146                                                                 | 54 092                                        | 1 561 924                        |
|                   | 2040 | 15,8                                            | 37 638                       | 8,0                               | 144                                                                 | 53 472                                        | 1 543 825                        |
| Różnica WEM - WAM | 2020 | -                                               | -                            | -                                 | -                                                                   | -                                             | -                                |
|                   | 2025 | -0,04                                           | -130                         | -0,0                              | -0,5                                                                | -186                                          | -5 479                           |
|                   | 2030 | -0,01                                           | -33                          | -0,0                              | -0,1                                                                | -47                                           | -1 382                           |
|                   | 2035 | 0,12                                            | 355                          | 0,1                               | 1,5                                                                 | 572                                           | 16 697                           |
|                   | 2040 | 0,13                                            | 434                          | 0,1                               | 1,7                                                                 | 620                                           | 18 099                           |

\* Liczba utraconych lat życia z powodu śmierci w pierwszym roku obserwacji, dla każdej grupy wiekowej w wyniku skrócenia oczekiwanego życia z powodu zanieczyszczeń powietrza

Źródło: IOŚ-PIB

W scenariuszu WEM, liczba przedwczesnych zgonów spowodowanych długookresowym narażeniem na pył PM<sub>2,5</sub> wynosi 57 107 dla roku 2020, 43 183 dla roku 2030, co stanowi spadek o 24,4% w stosunku do roku 2020.

<sup>32</sup> <https://www.who.int/europe/tools-and-toolkits/airq---software-tool-for-health-risk-assessment-of-air-pollution>

W scenariuszu WAM liczba przedwczesnych zgonów dla roku 2030 wynosi 43 216, co stanowi spadek o 24,3% w stosunku do roku 2020.

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

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

## 6.5. Czynniki ryzyka w procesach inwestycyjnych

### 6.5.1. Czynniki ryzyka finansowego

Do podstawowych zagrożeń w zakresie finansowania inwestycji w energetyce należy, utworzenie 1 kwietnia 2021 r. przez 43 instytucje finansowe z całego świata Net Zero Banking Alliance (NZBA), który skupia ponad 100 członków, reprezentujących 40 krajów i ponad 43% globalnych aktywów bankowych. Zrzeszone w organizacji instytucje zobowiązały się do osiągnięcia zerowej emisji netto gazów cieplarnianych w ich portfelach kredytowych do 2050 r. Instytucje finansowe przy stosowaniu Standardu Net Zero mają stosować następujące kryteria:

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

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

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

Podstawowym instrumentem jaki będzie wpływał na podejmowanie decyzji co do finansowania inwestycji w energetyce będzie taksonomia, która jest potoczną nazwą rozporządzenia PE i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje oraz zmiany rozporządzenia (UE) 2019/2088. Stanowi ona zbiór ogólnoeuropejskich zasad i technicznych wskaźników, które odzwierciedlają cele i ambicje klimatyczne UE dla poszczególnych obszarów gospodarki. Rozporządzenie określa nadrzędne warunki, które musi spełnić dana działalność gospodarcza, aby mogła zostać zakwalifikowana jako działalność zrównoważona środowiskowo. Warunki, które pozwalają uznać daną działalność za zrównoważoną są następujące:

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

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

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

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

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

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

W 2022 r. przyjęte zostało rozporządzenie delegowane 2022/1214 zmieniające rozporządzenie delegowane (UE) 2021/2139 w odniesieniu do działalności gospodarczej w niektórych sektorach energetycznych (tzw. uzupełniający akt delegowany). Zgodnie z uzupełniającym aktem delegowanym, w przypadku gazu ziemnego instalacja gazowa musi: emitować nie więcej niż 270 g ekwiwalentu CO<sub>2</sub> na 1 kWh energii lub emitować nie więcej niż średnio 550 kg ekwiwalentu CO<sub>2</sub> na 1 kW mocy rocznie w ciągu 20 lat (emisje bezpośrednie); nie posiadać opłacalnej i technicznie wykonalnej alternatywy odnawialnej dla tej samej mocy; zastępować istniejącą działalność o wyższym wskaźniku emisji, która wykorzystuje stałe lub płynne paliwa kopalne; mieć moc o 15% mniejszą od swojej poprzedniczki; prowadzić do zmniejszenia emisji względem zastępowanej działalności o co najmniej 55 % na kWh energii wyjściowej; być zaprojektowana tak, by mogła wykorzystywać odnawialne lub niskoemisyjne paliwa gazowe, a przejście na ich pełne wykorzystanie nastąpiło do 31 grudnia 2035 r.; otrzymać pozwolenie na budowę przed 31 grudnia 2030 r.

W przypadku energetyki jądrowej w odniesieniu do przyszłych elektrowni jądrowych wprowadzono warunek uzyskania pozwolenia na budowę do 2045 r. Ponadto, takie inwestycje muszą spełniać wymogi bezpieczeństwa jądrowego i środowiskowego. Od 2025 r. musi w nich być wykorzystywane paliwo odporne na wypadki. Koniecznym będzie również wykazanie, iż odpady w promieniotwórcze będą właściwie zagospodarowane, tj. bez szkody dla środowiska. Obowiązki raportowania informacji z zakresu ustalonego w rozporządzeniu PE i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. zostaną w najbliższych latach rozszerzone na znacznie większą liczbę podmiotów:

- za rok obrotowy od 1 stycznia 2024 r. – obowiązek raportowania dla jednostek podlegających dyrektywie w sprawie sprawozdawczości niefinansowej (NFRD), które już dziś sporządzają raporty niefinansowe;
- za rok obrotowy od 1 stycznia 2027 r. – obowiązek raportowania dla dużych jednostek, które obecnie nie podlegają dyrektywie NFRD;
- za rok obrotowy od 1 stycznia 2028 r. – obowiązek raportowania dla MŚP notowanych na giełdzie oraz małych i niezłożonych instytucji kredytowych i wewnętrznych zakładów ubezpieczeń.

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

Na podstawie taksonomii będzie można zatem stwierdzić czy dana inwestycja może być traktowana jako „zrównoważona”. Jeżeli dane zadanie inwestycyjne nie zostanie zakwalifikowane jako zrównoważone zgodnie z unijną taksonomią, to pozyskiwanie finansowania unijnego lub finansowania z rynku kapitałowego będzie utrudnione.



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

Czynniki ryzyka określono dla czterech kluczowych sektorów: energetycznego, ciepłowniczego, gazowego oraz paliw ciekłych

### 6.5.2.1. Sektor elektroenergetyczny – ryzyka sektorowe

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

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

#### Ryzyko regulacyjne

Jednym z istotnych czynników wpływających na rozwój i funkcjonowanie polskiego sektora energetycznego są regulacje pakietu klimatyczno-energetycznego Unii Europejskiej, służącego realizacji celu redukcji emisji gazów cieplarnianych o 55% do 2030 roku oraz pakietu: „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”, którego celem jest prawna realizacja koncepcji unii energetycznej. Obok wielu szans istnieje także szereg ryzyk wynikających z zaostrzania się norm emisyjnych oraz zasad funkcjonowania systemu handlu uprawnieniami do emisji GHG (EU ETS – *ang. European Trading System*). Ceny uprawnień do emisji GHG wzrastają stosunkowo szybko co wpływa na koszt produkcji energii ze źródeł opartych na paliwach kopalnych, niezbędnych do bilansowania systemu. Problematiczny jest także brak możliwości przyjęcia jednoznacznie właściwych długookresowych ścieżek tych cen. Jest to istotne utrudnienie dla przedsiębiorstw energetycznych w procesie podejmowania decyzji inwestycyjnych w nowe technologie, co powoduje także odsuwanie decyzji w czasie.

Wyzwaniem dla rozwoju sektora energetycznego są też inne regulacje UE realizowane w ramach polityki środowiskowej i związane z ograniczeniem emisji zanieczyszczeń. Można do nich zaliczyć dyrektywę IED oraz konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania, zgodnie z unijną dyrektywą 2010/75/UE („Konkluzje BAT dla LCP”). Z uwagi na niepewność co do ich brzmienia w ostatecznym kształcie (w szczególności w odniesieniu do rewizji BAT/BREF), są potencjalnie istotnym czynnikiem ryzyka, mogącym przełożyć się na zmianę poziomu wydatków inwestycyjnych w sektorze, kierunku tych wydatków lub nawet rentowności projektów, które po kilku latach budowy mogą zostać uznane za niesprzyjające transformacji energetycznej.

Przy odpowiednio dużej przepustowości połączeń transgranicznych istotną część popytu krajowego na energię będzie mogła być zaspokojona przez wytwórców, zlokalizowanych poza granicami Polski. Inwestor badający wykonalność projektu inwestycyjnego musi *de facto* wziąć pod uwagę potencjalne ryzyko, a także strategie i ceny energii elektrycznej, oferowanej przez wytwórców zlokalizowanych poza granicami Polski. Istotną barierą są również nieuregulowane stany prawne, związane z trudnościami w pozyskiwaniu terenów lub dostępu do nich w ramach prowadzenia nowych inwestycji (w szczególności w segmencie dystrybucji).

#### Ryzyko rynkowe

Istotnym czynnikiem rynkowym jest niepewność w odniesieniu do przyszłych poziomów cen energii elektrycznej oraz produktów powiązanych, np. praw majątkowych czy uprawnień do emisji GHG oraz

ryzyko związane z wolumenem sprzedawanej energii elektrycznej (wynikające z niepewności co do determinant popytu na energię elektryczną oraz ciepło). Rzeczywiste wystąpienie czynników ryzyka należących do tej grupy, może mieć niekorzystny wpływ na wynik finansowy podmiotu, przejawiający się m.in. jako ograniczenie generowanych przychodów, wzrost kosztów czy też redukcja marży.

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

### **Ryzyko wynikające z zasad tzw. zrównoważonego finansowania**

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

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

### **Ryzyko technologiczne**

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

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

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

### **Ryzyko w obszarze przesyłu i dystrybucji**

Nieco korzystniejsza wydaje się sytuacja działalności w operatorów systemu przesyłowego i dystrybucyjnego. Choć wyzwania wynikające z nowych regulacji nakładają na nich szereg zadań, ryzyko inwestycyjne operatorów systemu przesyłowego i dystrybucyjnego jest dużo niższe, głównie z uwagi na stabilne regulacje, jakim podlegają te podsektory, tj. określony zwrot nakładów inwestycyjnych, zapewniony przez regulatora w taryfie przesyłowej i dystrybucyjnej. Pomimo tego, podsektor przesyłu,

boryka się z problemem planowania długoterminowych projektów. Plany budowy nowych mocy kształtują się i zmieniają na przestrzeni lat, np. w zakresie parametrów bądź wyboru technologii. Sieć jest budowana w procesie wieloletnim, dlatego trudno jest nadążyć za zmianami rynkowymi, które dokonują się w międzyczasie. Budowa sieci przesyłowej jest silnie uzależniona od tego, w jakim tempie i zakresie są budowane nowe jednostki wytwórcze. Rolą OSP jest bowiem zapewnienie mocy i włączenie tych jednostek do wspólnej sieci.

Ponadto dużą przeszkodą w prognozowaniu rozwoju sieci, zarówno przesyłowych jak i dystrybucyjnych, jest też brak społecznego zrozumienia dla konieczności budowy nowych sieci.

### **6.5.2.2. Sektor ciepłowniczy – ryzyka sektorowe**

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

Obecny stan sektora ciepłownictwa charakteryzuje bardzo wysoki poziom uzależnienia wytwarzania ciepła od węgla kamiennego jako paliwa oraz duży stopień zużycia urządzeń produkujących ciepło i sieci przesyłowych. Wiąże się to ze znacznymi kosztami oraz wyzwaniem związanym z modernizacją tych systemów.;

W procesie transformacji sektora ciepłowniczego istnieje ryzyko wzrostu cen budowy nowych źródeł wytwórczych wynikający z ograniczonej liczby wykonawców przy jednocześnie dużej liczbie przedsiębiorstw ciepłowniczych zainteresowanych realizacją podobnych inwestycji w zbliżonym czasie. Taka kumulacja popytu na specjalistyczne usługi może prowadzić do presji kosztowej, wydłużenia terminów realizacji oraz konieczności konkurowania o zasoby, co dodatkowo może podnieść koszty procesu transformacji.

#### **Ryzyko właścicielskie**

W Polsce większość systemów ciepłowniczych jest zarządzana przez samorządy, co oznacza ograniczone zasoby finansowe na realizację dużych inwestycji modernizacyjnych. W przypadku dużych grup kapitałowych, wypracowane przepływy finansowe mogą być kierowane na pojedyncze inwestycje. Mniejsze przedsiębiorstwa ciepłownicze nie mają tak atrakcyjnego dostępu do rynku finansowego jak duże podmioty, operujące na większym, pewniejszym rynku. Pozostają do wykorzystania kredyty komercyjne, które często są obciążone dużym ryzykiem ich otrzymania. Instytucje finansujące nie są bowiem skłonne udzielać kredytów podmiotom, które stoją w obliczu zaostrzających się norm, rosnących kosztów środowiskowych oraz restrykcyjnych taryf. Szansą są mechanizmy wsparcia finansowego ze środków przeznaczonych na poprawę efektywności energetycznej, czy rozwój OZE.

#### **Ryzyko regulacyjne**

Duży wpływ na branżę będą mieć też uchwalone w kwietniu 2017 roku unijne standardy BAT dla dużych obiektów energetycznego spalania LCP (*ang. Large Combustion Plants*), wprowadzające restrykcyjne wymagania, w szczególności w zakresie dopuszczalnych wielkości emitowanych zanieczyszczeń. Zafunkcjonują one od 2021 roku i nałożą rygorystyczne kryteria emisji związków azotu, siarki i pyłów dla wszystkich jednostek wysokiego spalania, o mocy powyżej 50 MW. Równie ostre wymagania dotyczą jednostek małych i średnich od 1 do 50 MW - to z kolei wymóg dyrektywy w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania (tzw. dyrektywa MCP).

Kolejnym, dużym zagrożeniem dla inwestycji w rozwój branży ciepłowniczej są unijne i krajowe regulacje, które pozbawiają tzw. nieefektywne<sup>32</sup> systemy ciepłownicze możliwości pozyskania wsparcia ze środków

publicznych. Obecnie w całym systemie ciepłowniczym w Polsce, praktycznie tylko 20 proc. systemów, są to systemy efektywne, czyli takie, które są przyjazne dla środowiska i rzeczywiście mogą przyczynić się do walki ze smogiem i które spowodują, że lepiej będzie można wykorzystać paliwo lokalne.

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

Kolejnym ważnym czynnikiem ryzyka mającym wpływ na rozwój sektora ciepłownictwa są trudności w zakresie rozbudowy sieci. Ciepłownictwo podobnie jak wiele innych biznesów sieciowych, napotyka na poważne trudności w wynikające z niewłaściwego stosowania przepisów planowania przestrzennego (brak dokumentów planistycznych lub ich niewłaściwe opracowanie) lub komplikacji własnościowych, co skutkuje problemem z dostępem do gruntu. Wytyczenie i wybudowanie nowych sieci ciepłowniczych wraz z formalnym uzyskaniem zgód właścicieli działek, jest bardzo czasochłonne i kosztowne. Jest to dodatkowa bariera dla rozwoju ciepłownictwa, która może zawęzić obszar ich działalności do tych części miast, które już obecnie są wyposażone w sieci ciepłownicze.

W wielu też przypadkach ciepło z sieci miejskiej nie będzie atrakcyjną opcją dla deweloperów. Wynika to z przepisów dyrektywy 2024/1275 w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, która w przypadku ciepła sieciowego z węgla, nakłada na inwestora obowiązek podniesienia standardu energetycznego budynku (czyli zmniejszenia jego energochłonności, lub dodania odnawialnego źródła energii). W związku z tym kluczowe staje się uzyskanie i utrzymanie przez systemy ciepłownicze statusu efektywnego systemu ciepłowniczego, w tym zapewnienie odpowiedniego udziału energii z OZE, co umożliwi przyłączanie nowych budynków do sieci.

### **Ryzyko rynkowe**

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

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

Z punktu widzenia wsparcia kogeneracji, bardzo poważnym ryzykiem dla inwestorów, będzie właściwy, optymalny wybór paliwa, dokonany w wyniku oszacowanych i obarczonych zwykle dużym marginesem błędu, prognoz ścieżek wzrostu cen poszczególnych paliw, jak i cen pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub>. Parametry te są bowiem bardzo istotne dla całej ekonomiki realizowanych przedsięwzięć.

Działanie unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (ETS) ogranicza inwestycje w technologie nisko- i bezemisyjne, poprzez pozbawienie przedsiębiorstw środków na wkład własny w finansowanie inwestycji, gdyż w pierwszej kolejności (sankcje karne) muszą je przeznaczyć na rozliczenie emisji poprzez zakup i umorzenie uprawnień do emisji w systemie ETS.

### 6.5.2.3. Sektor gazowy – ryzyka sektorowe

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

Kontynuowane są przez OSP (GAZ-SYSTEM S.A.) działania w zakresie realizacji projektów dywersyfikacyjnych. Rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu została zakończona w 2024 r. W odpowiedzi na zapotrzebowanie rynku przystąpiono do realizacji dodatkowego terminalu LNG w Zatoce Gdańskiej wzmacniając bezpieczeństwo gazowe państwa i integrację z globalnymi rynkami gazowymi. Konsekwentnie rozbudowywana jest również krajowa sieć przesyłowa, umożliwiająca dostawy gazu ziemnego z dowolnego kierunku i udrażniająca przepływ w zidentyfikowanych tzw. „wąskich gardłach” w systemie przesyłowym. Likwidowane są dzięki temu kolejne bariery, które uniemożliwiały zwiększenie wykorzystania gazu ziemnego w krajowej gospodarce.

#### Ryzyko rynkowe

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

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

### 6.5.2.4. Sektor paliw ciekłych – ryzyka sektorowe

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

## Ryzyko rynkowe

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

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

W sektorze paliw ciekłych głównym rodzajem działalności jest segment *downstream*, czyli przerób ropy naftowej na produkty ropopochodne, w tym paliwa oraz sprzedaż tych produktów odbiorcom. Segment *upstream* to sektor wydobywczy, który obejmuje poszukiwanie potencjalnych podziemnych lub podwodnych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, wiercenie odwiertów poszukiwawczych i eksploatację odwiertów, które pozwalają na odzyskanie i wyniesienie na powierzchnię ropy naftowej lub gazu ziemnego. Projekty wydobywcze są obarczone szeregiem ryzyk geologicznych i operacyjnych, które mogą uniemożliwić realizację oczekiwanych zysków. Realizacja tych projektów może się opóźnić lub może się nie powieść wcale, przede wszystkim z powodu wysokiego ryzyka poszukiwawczego tego typu działalności, przekroczenia kosztów, niższych niż zakładane cen ropy i gazu ziemnego, wyższych niż zakładano obciążeń fiskalnych, niekorzystnych zmian w regulacjach sektorowych, niedoborów sprzętu oraz wykwalifikowanej kadry pracowników, trudnych warunków atmosferycznych czy trudności w znalezieniu partnerów do współdzielenia ryzyka i kosztów związanych z prowadzeniem projektów. Projekty te mogą również często wymagać korzystania z nowych, zaawansowanych technologii, które są kosztowne w opracowaniu, nabyciu i realizacji i mogą nie funkcjonować zgodnie z oczekiwaniami.

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

## 7. Wpływ planowanych polityk i działań na inne państwa członkowskie i współpracę regionalną

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

#### 7.1.1. Systemy elektroenergetyczne

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

Inwestycje w polskim systemie elektroenergetycznym w ostatniej dekadzie, jak i te planowane, mają szczególne znaczenie dla bezpieczeństwa elektroenergetycznego państw bałtyckich oraz Ukrainy, jak również dla integracji rynkowej w UE. Budowa połączenia elektroenergetycznego pomiędzy Polską i Litwą zakończona w 2015 r. była jedną z ważniejszych inwestycji, zrealizowanych w ostatnich latach przez PSE SA. Linia dwutorowa 400 kV połączyła stacje Ełk Bis i Alytus (Litwa), która umożliwiła w okresie 2015-2025 z wykorzystaniem wstawki prądu stałego, wymianę transgraniczną o mocy do 500 MW. Linia „LitPol Link” jest obecnie jedynym połączeniem synchronicznym pomiędzy państwami bałtyckimi oraz systemem Europy kontynentalnej. W dniu 9 lutego 2025 r. przeprowadzono synchronizację systemów elektroenergetycznych państw bałtyckich z obszarem synchronicznym Europy kontynentalnej za pomocą linii Ełk – Alytus, po uprzednim odłączeniu wszystkich linii łączących te systemy z systemem UPS/IPS obejmującym Rosję i Białoruś. Obecnie (listopad 2025 r.) realizowana jest budowa drugiego połączenia Polska-Litwa, Harmony Link, jako dwutorowa linia kablowa prądu przemiennego o napięciu znamionowym 220 kV (Ełk Bis – Gižai). Planowany termin zakończenia prac to grudzień 2030 r.

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

#### **Wspólna zasada wyznaczania zdolności przesyłowych**

Wprowadzony w europejskim rynku energii podział na obszary rynkowe CCR (Capacity Calculation Region), ma na celu zapewnić optymalizację alokacji zdolności przesyłowych i ustrukturyzować współpracę międzyoperatorską. W poszczególnych regionach CCR operatorzy sieci przesyłowych wspólnie w sposób skoordynowany wyznaczają zdolności przesyłowe na granicach obszarów rynkowych. Granice polskiego obszaru rynkowego przypisane są do trzech CCR (Hansa, -połączenie ze Szwecją, Core-połączenia z Czechami Słowacją i Niemcami i oraz ORE, Baltic- połączenie z Litwą).

W obrębie obszaru Core w 2023 r. wprowadzono metodykę alokacji zdolności opartą na przepływach FBA (flow-based allocation) jako metody wyznaczania zdolności przesyłowych dla rynku dnia następnego i dnia bieżącego. Metoda kalkulacji i wyznaczania zdolności przesyłowych oparta o przepływy fizyczne FBA, znacząco zwiększyła wolumen przepływów transgranicznych na granicach Polski w obszarze regionie Core.

Wskaźnik poziomu przepustowości wyliczany jako iloraz udostępnianych zdolności przesyłowych i mocy zainstalowanej w jednostkach wytwórczych w danym państwie członkowskim, o którym szerzej napisano w cz. 4.5.1 ze względu na to, że nie uwzględnia uwarunkowań strukturalnych występujących w połączonych systemach elektroenergetycznych, może prowadzić do błędnych wniosków co do potrzeb budowy nowych połączeń transgranicznych. W Polsce szacuje się skokowy wzrost mocy zainstalowanej w jednostkach OZE, zarówno wiatrowych offshore jak i fotowoltaicznych, co sprawia, że pomimo znacznego wysiłku inwestycyjnego dotyczącego zwiększenia zdolności transgranicznych, wskaźniki te pozostają na niskim poziomie.

Należy dodać, że oprócz wskaźnika przepustowości (interconnectivity) opisanego powyżej, wprowadzono rozporządzeniem UE w sprawie zarządzania unią energetyczną (rozporządzenie 2018/1999/UE, Aneks I, Część 1, Sekcja A, pkt. 2.4.1) zestaw uzupełniających wskaźników służących jako przesłanka do uruchomienia przez państwo członkowskie pilnych działań w zakresie zapewnienia niezbędnej infrastruktury pomagającej osiągnąć cel „interconnectivity” na 2030 r. Te wskaźniki zostały sformułowane w następujący sposób:

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

Polska monitoruje wartości tych wskaźników. Ich precyzyjne określenie w perspektywie 2040 r. jest mało realne, dlatego analizy ich wartości dokonywane są sukcesywnie.

## 7.1.2. Systemy gazowe

W Polsce zrealizowano szereg inwestycji, które pozwoliły na realną dywersyfikację dostaw gazu ziemnego. Zrealizowano budowę gazociągu Baltic Pipe, połączenia ze Słowacją i Litwą, zwiększono także przepustowość terminalu LNG w Świnoujściu. Projekty te stanowią polski wkład w realizację koncepcji: Trójmorza (której celem jest pogłębiona integracja państw w obszarze Morza Bałtyckiego, Adriatyckiego oraz Czarnego) oraz priorytetowych w skali Unii Europejskiej – korytarza gazowego północ-południe dla państw Europy Środkowo-Wschodniej oraz Planu integracji energetycznej państw bałtyckich (BEMIP). Realizowany jest także plan budowy drugiego terminala LNG typu FSRU w Zatoce Gdańskiej.

Dodatkowo, rozbudowa połączeń transgranicznych gazu ziemnego pozwoliła uczestnikom rynków gazu na zwiększone komercyjne wykorzystywanie pojemności magazynów gazu ziemnego w regionie.

Rozbudowa transgranicznych połączeń gazowych zrealizowana została we wspólnym interesie wszystkich krajów w regionie zwiększając dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego na potrzeby gospodarek regionu Europy Środkowej i Południowo-Wschodniej. Działania takie pozwalają na podniesienie bezpieczeństwa energetycznego w regionie oraz stabilizowanie cen nośników energii.

## 7.1.3. Energetyka jądrowa

Ze względu na konieczność zastąpienia starzejących się mocy wytwórczych w krajowym systemie elektroenergetycznym od 2030 roku, a także wzrost zapotrzebowania na energię niezbędne jest inwestowanie w nowe źródła. Z budowy bloków elektrowni jądrowych w Polsce płyną przede korzyści w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, dywersyfikacji oraz ograniczenia wpływu sektora energetycznego na środowisko. Ponadto wpłynę na rozwój rynku energii, zarówno dla Polski, jak i krajów sąsiadujących. Elektrownie jądrowe zapewniają przewidywalność i stabilność pracy. Podniesienie



potencjału wytwórczego w Polsce wpłynie na możliwości eksportowe energii do krajów sąsiadujących, połączonych systemami elektroenergetycznymi z Polską, a także budowę wewnętrznego regionalnego rynku energii.

#### **7.1.4. Rynek mocy**

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

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

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

## **7.2. Wpływ na ceny energii, usługi energetyczne i integrację rynku energii**

### **7.2.1. Ceny energii**

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

Obecnie ceny gazu ziemnego dla odbiorców nieprzemysłowych, w regionie nie są znacząco zróżnicowane. Dostawy LNG oraz gazu z szelfu norweskiego ograniczają zakres rozbieżności cen hurtowych paliwa gazowego w regionie.

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

## 7.2.2. Integracja rynku energii

W rozporządzeniu KE 2017/2195 (wytyczne dotyczące bilansowania) zawarto szereg zaleceń dotyczących bilansowania energii elektrycznej w tworzonej połączonym systemie europejskim. Współpraca w takim wymiarze pozwoli obniżyć koszty bilansowania oraz zwiększy bezpieczeństwo KSE.

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

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

## 7.3. Wpływ na współpracę regionalną

### Porozumienie paryskie

Od 2020 roku kraje rozwinięte zobowiązały się do przekazywania krajom rozwijającym się 100 mld USD rocznie na inwestycje emisjami w przeciwdziałanie zmianom klimatu i dostosowanie (adaptację) do nich. Choć Polska na mocy Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu nie ma obowiązku przekazywania środków państwom rozwijającym się, to zadeklarowała swój wkład w

wysokości 8 mln USD. Polska aktywnie współpracuje z wszystkimi państwami, które ratyfikowały porozumienie, realizując działania zmierzające do redukcji emisji gazów cieplarnianych, z jednoczesnym poszanowaniem swojej specyfiki społeczno-gospodarczej. Bierze także czynny udział w organizacji kolejnych szczytów klimatycznych (Poznań 2008, Warszawa 2013, Katowice 2018), których celem jest osiąganie postępu w tworzeniu zasad i obowiązków wdrażania Porozumienia.

### **Transfer statystyczny**

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

### **SET PLAN**

Polska obecnie aktywnie uczestniczy w dwóch zespołach Tymczasowych Grup Roboczych TWG (nag. Temporary Working Groups) w ramach SET (Strategic Energy Technology) Plan. Są to TWG Action 6 'Energy efficiency in industry' oraz TWG Action 10 'Nuclear'. Czynny udział w pracach pozostałych TWG jest uzależniony od określenia priorytetów energetycznych Polski, które będą zgodne z priorytetami SET-Planu. Oznacza to, że obszary priorytetowe Polski w SET-Plan zostaną wyłonione w oparciu o politykę energetyczną państwa i na jej podstawie będą realizowane w późniejszym terminie. Po określeniu tych obszarów wyznaczeni zostaną krajowi przedstawiciele do wybranych TWG (MNISW będzie mogło wystąpić do NCBiR o zaangażowanie tej agencji i wyznaczenie ekspertów do TWG).

### **Baltic Energy Market Interconnection Plan**

Polska aktywnie uczestniczy we współpracy na poziomie europejskim w ramach BEMIP (Baltic Energy Market Interconnection Plan). W odpowiedzi na aktualne wyzwania międzynarodowe 12 maja 2025 r. członkowie BEMIP podpisali zaktualizowane memorandum wyznaczające ramy współpracy grupy. Zaktualizowane memorandum skupia się na bezpieczeństwie energetycznym, dekarbonizacji i uwolnieniu potencjału energii odnawialnej w basenie Morza Bałtyckiego. Nowy dokument rozszerza zakres działań BEMIP, obejmując m.in. dekarbonizację sieci gazowych (w tym rozwój infrastruktury dla wodoru i biometanu), rozwój morskiej energetyki wiatrowej, ochronę infrastruktury krytycznej (również w kontekście cyberbezpieczeństwa), a także współpracę w obszarze technologii wychwytywania i składowania/wykorzystania CO<sub>2</sub> (CCS/CCU). W celu realizacji strategicznych założeń planu, realizowana będzie ciągła komunikacja pomiędzy uczestnikami tej inicjatywy. Spodziewanym efektem będzie zacieśnianie współpracy regionalnej w zakresie energetyki oraz swobodny handel surowcami energetycznymi i energią elektryczną.

### **Energetyka jądrowa**

Organem administracji rządowej powołanym do zapewnienia bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej kraju jest Państwowa Agencja Atomistyki (PAA). Organ ten bierze udział w tworzeniu międzynarodowych standardów i aktów prawnych poprzez wymianę informacji na temat bezpieczeństwa jądrowego z krajami sąsiednimi. Ze względu na eksploatację elektrowni jądrowych w bliskim sąsiedztwie granic Polski, a także planowaną inwestycją w Polsce, kluczowa jest współpraca z dozorami jądrowymi krajów sąsiadujących, realizowana na podstawie międzyrządowych umów dotyczących wczesnego powiadamiania o awarii jądrowej i współpracy w dziedzinie bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej. Państwowa Agencja Atomistyki zawarła umowy ze wszystkimi krajami graniczącymi z Polską, a także z Austrią, Danią i Norwegią.

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

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

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

#### **Grupa Wyszehradzka (V4)**

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

## 8. Wkład planowanych polityk i działań na rzecz osiągnięcia unijnego celu neutralności klimatycznej

Polityki i działania wskazane w aKPEiK będą stanowić istotny wkład w dalsze ograniczanie emisji GHG, w tym do 2040 r. Porównując wyniki dla scenariuszy emisji WEM i WAM można stwierdzić, że dodatkowe, planowane obecnie działania przyczynią się do dalszego ograniczania emisji GHG w kontekście 2030 r., 2040 r. Szacuje się, że scenariusz WAM pozwoli osiągnąć redukcję emisji na poziomie -45,7 % w 2030 r., -68,9 % w 2040 r. w porównaniu do poziomu w 1990 r. (bez sektora LULUCF). W porównaniu do scenariusza WEM, emisje całkowite GHG (bez sektora LULUCF) w sc. WAM będą niższe o 24,3 mln t w 2030 r., 46,2 mln t w 2040 r.

Biorąc pod uwagę udział emisji z poszczególnych sektorów w emisjach całkowitych GHG, najistotniejsze znaczenie w dalszym obniżaniu emisji GHG w polskiej gospodarce będzie miał sektor wytwarzania energii i sektor transportu, których udziały w całkowitych emisjach GHG są największe. W dążeniu do neutralności klimatycznej, nie bez znaczenia będzie także osiągnięcia poziom pochłaniania przez sektor LULUCF, który wg scenariusza WAM może wynieść odpowiednio -46,5 mln t w 2030 r., -35,3 mln t w 2040 r.

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

Poniższe tabele zestawiają dane dot. prognozowanych redukcji emisji GHG do 2040 r. wg scenariuszy prognoz emisji opracowanych na potrzeby aKPEiK.

Tabela 8.1. Redukcje emisji GHG wynikające z dodatkowych działań ujętych w scenariuszu WAM

|                             | Dodatkowe redukcje emisji w sc. WAM względem sc. WEM [mln t CO <sub>2</sub> eq] |       |
|-----------------------------|---------------------------------------------------------------------------------|-------|
|                             | 2030                                                                            | 2040  |
| Energia (bez transportu)    | -19,6                                                                           | -34,1 |
| Transport                   | -0,2                                                                            | -1    |
| Procesy przemysłowe         | -3,4                                                                            | -9,2  |
| Rolnictwo                   | -1,1                                                                            | -1,9  |
| Emisje całk. GHG z LULUCF   | -42                                                                             | -61,9 |
| Emisje całk. GHG bez LULUCF | -24,3                                                                           | -46,2 |

Źródło: KOBIZE

Tabela 8.2 Redukcja całkowitych emisji GHG wg scenariuszy względem poziomu emisji w 1990 r.

|  | 2030    |         | 2040    |         |
|--|---------|---------|---------|---------|
|  | WEM     | WAM     | WEM     | WAM     |
|  | -43,30% | -52,70% | -60,90% | -74,80% |
|  | -40,60% | -45,70% | -59,10% | -68,90% |

Źródło KOBIZE

## Wykaz regulacji UE (i nazwy zwyczajowe)

dyrektywa 94/62/WE w sprawie opakowań i odpadów opakowaniowych – dyrektywa 94/62/WE Parlamentu Europejskiego 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 obowiązaniem

rozporządzenia Parlamentu Europejskiego 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 uchylenia 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 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 września 2000 r. w sprawie pojazdów wycofanych z eksploatacji, [link](#)

**ramowa dyrektywa wodna** – dyrektywa 2000/60/WE Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 21 maja 2008 r. w sprawie jakości powietrza i czystsze powietrze dla Europy, [link](#)

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

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

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

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

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

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

**dyrektywa CVD** – dyrektywa Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 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, [link](#)

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

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

**rozporządzenie governance** – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego 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 (UE) 2015/652 oraz uchylenia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119 z dnia 30 czerwca 2021 r. w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmiany rozporządzeń (WE) nr 401/2009 i (UE) 2018/1999, [link](#)

**rozporządzenie 2022/869** – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 Parlamentu Europejskiego 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 (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 w dziedzinie Energii i Klimatu (aKPEiK) do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.                                                                            |
| BAT       | - ang. <i>Best Available Technology</i> – najlepsza dostępna technologia                                                                                                              |
| BECCS     | - ang. <i>Bioenergy with Carbon Capture and Storage</i> – technologia wykorzystania bioenergii z wychwytywaniem i składowaniem dwutlenku węgla                                        |
| BREF      | - ang. <i>Best Available Techniques Reference</i> – dokumenty referencyjne BAT                                                                                                        |
| BŚ        | - Bank Światowy                                                                                                                                                                       |
| CAPEX     | - ang. <i>capital expenditure</i> – nakłady inwestycyjne                                                                                                                              |
| CCS/CCUS  | - ang. <i>Carbon Capture (Utilization) and Storage</i> – technologia wychwytu (wykorzystania) i składowania dwutlenku węgla                                                           |
| CO        | - centralne ogrzewanie                                                                                                                                                                |
| COP       | - ang. <i>Coefficient of Performance</i> – współczynnik efektywności pompy ciepła                                                                                                     |
| CWU       | - ciepła woda użytkowa                                                                                                                                                                |
| DSR       | - ang. <i>Demand Side Response</i> – reakcja strony popytowej                                                                                                                         |
| EED       | - ang. <i>Energy Efficiency Directive</i> – dyrektywa o efektywności energetycznej                                                                                                    |
| ENPEP     | - ang. <i>Energy and Power Evaluation Program</i> – pakiet programów do analiz rozwoju sektora energii                                                                                |
| EUA       | - ang. <i>European Union Allowance</i> – uprawnienia do emisji służące do rozliczania emisji w europejskim systemie handlu uprawnieniami do emisji. 1 EUA = 1 t. ekw. CO <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 w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.                                                                                                     |
| KPRB      | - Krajowy Plan Renowacji Budynków                                                                                                                                                     |
| KSE       | - Krajowy System Elektroenergetyczny                                                                                                                                                  |
| LCP       | - ang. <i>Large Combustion Plants</i> – dyrektywa 2001/80/WE w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania paliw                      |
| LNG       | - ang. <i>Liquefied Natural Gas</i> – skroplony gaz ziemny                                                                                                                            |
| LPG       | - ang. <i>Liquefied Petroleum Gas</i> – skroplony gaz petrochemiczny                                                                                                                  |
| LULUCF    | - ang. <i>Land Use, Land Use Change and Forestry</i> , użytkowanie gruntów, zmianą użytkowania gruntów i leśnictwo.                                                                   |
| MAE       | - Międzynarodowa Agencja Energetyczna                                                                                                                                                 |

|                    |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
|--------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <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 uchYLENIA dyrektywy 2001/81/WE                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
| <b>NFR</b>         | - ang. <i>Nomenclature for Reporting</i> – format podziału źródeł emisji na kategorie stosowany w ramach konwencji w sprawie transgranicznego zanieczyszczenia powietrza na dalekie odległości CLRTAP (ang. Convention on Long-range Transboundary Air Pollution)                                                                                                                                                                                                                                                         |
| <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>PGL LP</b>      | - Państwowe Gospodarstwo Leśne Lasy Państwowe                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| <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. Źródła danych prognoz zmian aktywności, wykorzystane do projekcji emisji gazów cieplarnianych oraz zanieczyszczeń powietrza (zgodnie z dyrektywą NEC).....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | 6  |
| Tabela 1.2. Projekcje emisji gazów cieplarnianych według sektorów, dla scenariusza WAM .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | 7  |
| Tabela 1.3. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w sektorze 1A. Spalanie paliw, dla scenariusza WAM9                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |    |
| Tabela 1.4. Prognozowane emisje CO <sub>2</sub> , dla scenariusza WAM.....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | 10 |
| Tabela 1.5. Prognozowane emisje N <sub>2</sub> O, dla scenariusza WAM .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | 11 |
| Tabela 1.6. Prognozowane emisje CH <sub>4</sub> , dla scenariusza WAM.....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | 12 |
| Tabela 1.7. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w podziale na ETS i non-ETS, dla scenariusza WAM .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | 13 |
| Tabela 1.8. Projekcje emisji dwutlenku siarki, według sektorów (kategorii NFR), dla scenariusza WAM .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | 14 |
| Tabela 1.9. Projekcje emisji tlenków azotu, według sektorów (kategorii NFR), dla scenariusza WAM...                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       | 15 |
| Tabela 1.10. Projekcje emisji NMLZO, według sektorów (kategorii NFR), dla scenariusza WAM .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | 16 |
| Tabela 1.11. Projekcje emisji amoniaku, według sektorów (kategorii NFR), dla scenariusza WAM.....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | 17 |
| Tabela 1.12. Projekcje emisji pyłu PM <sub>2.5</sub> , według sektorów (kategorii NFR), dla scenariusza WAM .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | 18 |
| Tabela 1.13. Prognozowana redukcja emisji zanieczyszczeń powietrza w latach 2025-2040 w stosunku do celów określonych w dyrektywie NEC, dla scenariusza WAM .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | 19 |
| Tabela 1.14. Projekcje emisji gazów cieplarnianych dla scenariuszy WEM i WAM, według sektorów ...                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | 19 |
| W tabeli poniżej (Tabela 1.15) przedstawiono szczegółowo prognozy redukcji emisji gazów cieplarnianych ze spalania paliw w źródłach stacjonarnych (sektory 1A1. Przemysły energetyczne, 1A2. Przemysł wytwórczy i budownictwo oraz 1A4. Inne sektory) oraz mobilnych (sektor 1A3. Transport) w wyniku zastosowania planowanych polityk i środków (scenariusz WAM) w stosunku do emisji dla scenariusza WEM (przy istniejących politykach i środkach). Tabela 1.15. Prognozy zmiany emisji gazów cieplarnianych w sektorze 1A. Spalanie paliw, scenariusz WAM vs. WEM..... | 20 |
| Tabela 1.16. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w podziale na ETS i non-ETS, dla scenariuszy WEM i WAM.....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | 23 |
| Tabela 1.17. Prognozy zmiany emisji dwutlenku siarki, według sektorów (kategorii NFR), scenariusz WAM vs. WEM .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       | 23 |
| Tabela 1.18. Prognozy zmiany emisji tlenków azotu, według sektorów (kategorii NFR), scenariusz WAM vs. WEM .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | 24 |
| Tabela 1.19. Prognozy zmiany emisji NMLZO, według sektorów (kategorii NFR), scenariusz WAM vs. WEM .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | 25 |
| Tabela 1.20. Prognozy zmiany emisji amoniaku, według sektorów (kategorii NFR), scenariusz WAM vs. WEM .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | 26 |
| Tabela 1.21. Prognozy zmiany emisji PM <sub>2,5</sub> , według sektorów (kategorii NFR), scenariusz WAM vs. WEM .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | 27 |
| Tabela 1.22. Pojemność magazynów ciepła w Polsce w ciepłownictwie systemowym w latach 2020-2040.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | 32 |
| Tabela 1.23. Sektorowe i całkowite zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych.....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | 37 |
| Tabela 1.24. Sektor elektroenergetyczny .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | 37 |
| Tabela 1.25. Sektor ciepłownictwa i chłodnictwa .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | 38 |
| Tabela 1.26. Sektor transportu – uwzględnieniem mnożników dla rozliczenia celu OZE zgodnie z RED II. ....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | 39 |
| Tabela 1.27. Wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w budynkach [GWh].....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | 40 |
| Tabela 1.28. Wytwarzanie ciepła z odnawialnych źródeł energii w budynkach [ktoe].....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | 41 |
| Tabela 1.29 OZE w budynkach [ktoe] .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | 41 |
| Tabela 1.30. OZE w przemyśle [ktoe].....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | 41 |
| Tabela 2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem [ktoe] .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | 45 |
| Tabela 2.2. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory (bez zużycia nieenergetycznego) [ktoe].....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | 46 |
| Tabela 2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki [ktoe] .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | 48 |
| Tabela 2.4. Zużycie nieenergetyczne w przemyśle w podziale na paliwa [ktoe] .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | 49 |
| Tabela 2.5. Wskaźniki intensywności zużycia energii pierwotnej względem PKB [toe/mln EUR'2024] .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | 49 |

|                                                                                                                                                       |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 2.6. Wskaźniki intensywności zużycia energii pierwotnej [toe/Ma] .....                                                                         | 49 |
| Tabela 2.7. Wskaźniki intensywności zużycia energii finalnej w podziale na sektory [toe/mln EUR'2024] .....                                           | 50 |
| Tabela 2.8. Wsad paliwowy na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej do wszystkich odbiorców [ktoe] .....                                 | 50 |
| Tabela 2.9. Wsad paliwowy w pozostałe procesy konwersji [ktoe] .....                                                                                  | 51 |
| Tabela 2.10. Zużycie paliw i energii w sektorze energii [ktoe] .....                                                                                  | 51 |
| Tabela 2.11. Procentowy udział wytwarzania skojarzonego w produkcji energii elektrycznej i ciepła .....                                               | 52 |
| Tabela 2.12. Produkcja energii ciepłej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach [TJ] .....                                                 | 53 |
| Tabela 2.13. Produkcja energii ciepłej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach (ciepłownictwo systemowym) w podziale na paliwa [TJ] ..... | 53 |
| Tabela 2.14. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach grzewczych w podziale na sektory [PJ] .....                                                   | 55 |
| Tabela 2.15. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach ciepła w podziale na paliwa i nośniki energii [PJ] .....                                      | 55 |
| Tabela 2.16. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach ciepła w gospodarstwach domowych [PJ] .....                                                   | 55 |
| Tabela 3.1. Krajowy potencjał zrównoważony biomasy stałej dla scenariusza WAM [PJ/rok] .....                                                          | 58 |
| Tabela 3.2. Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa [ktoe] – scenariusz WAM.....                                                               | 62 |
| Tabela 3.3. Saldo importowo-eksportowe netto [ktoe].....                                                                                              | 63 |
| Tabela 3.4. Saldo importowo-eksportowe netto energii elektrycznej [ktoe] .....                                                                        | 63 |
| Tabela 3.5. Uzależnienie od importu z państw trzecich.....                                                                                            | 63 |
| Tabela 3.6. Główne źródła importu (państwa).....                                                                                                      | 65 |
| Tabela 3.7. Zużycie energii elektrycznej w elektrolizerach .....                                                                                      | 66 |
| Tabela 3.8. Krajowe zużycie brutto paliw i energii [ktoe] – scenariusz WAM .....                                                                      | 67 |
| Tabela 3.9. Produkcja energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto – scenariusz WAM.....                                                           | 68 |
| Tabela 3.10. Produkcja energii elektrycznej brutto [TWh] – scenariusz WAM.....                                                                        | 71 |
| Tabela 3.11. Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii (scenariusz WAM) [MW] .....                                   | 73 |
| Tabela 4.1. Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej [EUR'2024/MWh] – scenariusz WAM .....                                                 | 76 |
| Tabela 4.2. Jednostkowe koszty wytwarzania wodoru w procesie elektrolizy [EUR'2024/kg] – scenariusz WAM.....                                          | 76 |
| Tabela 4.3. Ceny energii elektrycznej z podziałem na sektor [EUR'2024/kWh] – scenariusz WAM.....                                                      | 77 |
| Tabela 4.4. Krajowe ceny detaliczne paliw – gaz ziemny [EUR'2024/ktoe] scenariusz WAM.....                                                            | 77 |
| Tabela 4.5. Krajowe ceny detaliczne paliw – węgiel kamienny energetyczny i koksujący [EUR'2024/ktoe] scenariusz WAM.....                              | 77 |
| Tabela 4.6. Krajowe ceny detaliczne paliw – lekki olej opałowy i olej napędowy [EUR'2024/ktoe] scenariusz WAM.....                                    | 78 |
| Tabela 4.7. Krajowe ceny detaliczne paliw – benzyna i LPG [EUR'2024/ktoe] scenariusz WAM.....                                                         | 78 |
| Tabela 4.8. Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze wytwórczym w latach 2021-2040* [mld EUR'2024] .....                                          | 79 |
| Tabela 4.9. Prognozowane nakłady inwestycyjne w podsektorze przesyłu i dystrybucji [mld EUR'2024] .....                                               | 80 |
| Tabela 4.10. Zrealizowane inwestycje infrastruktury przesyłowej przy wsparciu POLiŚ 2014-2020.....                                                    | 80 |
| Tabela 4.11. Nakłady inwestycyjne w sektorach paliwowo-energetycznych w podziale na sektory [mln EUR'2024] dla scenariusza WAM.....                   | 81 |
| Tabela 5.1. Nakłady na badania naukowe i prace rozwojowe (mln EUR'2024) .....                                                                         | 87 |
| Tabela 5.2. Prognoza sumarycznych nakładów ponoszonych na badania nad ograniczaniem emisji do 2040 r. (mln EUR'2024) .....                            | 87 |
| Tabela 6.1. Produkt Krajowy Brutto Polski.....                                                                                                        | 90 |
| Tabela 6.2. Ceny uprawnień do emisji GHG w systemie EU ETS [EUR'2024/tCO <sub>2</sub> eq] w scenariuszu WAM...                                        | 90 |
| Tabela 6.3. Prognozowana liczba ludności Polski oraz liczby ludności gotowej do pracy .....                                                           | 90 |
| Tabela 6.4. Dynamiki średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych .....                                                                  | 91 |
| Tabela 6.5. Dynamika nakładów inwestycyjnych związanych z wytwarzaniem i wykorzystaniem energii w scenariuszach WEM i WAM [2021-2025=1] .....         | 92 |
| Tabela 6.6. Zmiany PKB w scenariuszu WEM i WAM [mld EUR'2024] .....                                                                                   | 93 |

|                                                                                                            |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabela 6.7. Zmiany całkowitych inwestycji w gospodarce w scenariuszu WEM i WAM [mld EUR'2024]              | 94  |
| Tabela 6.8. Zmiany konsumpcji gospodarstw domowych w scenariuszu WEM i WAM [mIn EUR'2024]                  | 95  |
| Tabela 6.9. Projekcja salda handlu zagranicznego [mld EUR'2024]                                            | 95  |
| Tabela 6.10. Dynamika stopy bezrobocia w scenariuszu WEM i WAM                                             | 96  |
| Tabela 6.11. Projekcja dynamiki płacy realnej                                                              | 96  |
| Tabela 6.12. Dynamika zatrudnienia w sektorach gospodarki w scenariuszu WEM i WAM [tys. osób]              | 97  |
| Tabela 6.13. Skutki zdrowotne długookresowego narażenia na pył PM <sub>2,5</sub> dla scenariuszy WEM i WAM | 102 |
| Tabela 8.1. Redukcje emisji GHG wynikające z dodatkowych działań ujętych w scenariuszu WAM                 | 118 |
| Tabela 8.2. Redukcja całkowitych emisji GHG wg scenariuszy względem poziomu emisji w 1990 r.               | 118 |

## Spis wykresów i rysunków

|                                                                                                                                                                                                                           |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Rysunek 1.1. 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, dla scenariusza WAM | 7  |
| Rysunek 1.2. Emisje historyczne (2005-2020) oraz projekcje emisji gazów cieplarnianych (z uwzględnieniem emisji pośredniej CO <sub>2</sub> i wyłączeniem emisji i pochłaniania z LULUCF) dla scenariusza WEM i WAM        | 20 |
| Rysunek 1.3. Udział OZE w ujęciu krajowym                                                                                                                                                                                 | 28 |
| Rysunek 1.4. Porównanie udziałów OZE w poszczególnych sektorach gospodarki                                                                                                                                                | 29 |
| Rysunek 1.5. Udział OZE w zużyciu końcowym energii brutto oraz w poszczególnych sektorach gospodarki                                                                                                                      | 31 |
| Rysunek 1.6. Produkcja energii elektrycznej z OZE w podziale na technologie - sektor elektroenergetyczny [ktoe]                                                                                                           | 32 |
| Rysunek 1.7. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - ciepłownictwo i chłodnictwo [ktoe]                                                                                                         | 33 |
| Rysunek 1.8. Końcowe zużycie paliw i nośników energii zaliczanych do celu OZE* w transporcie                                                                                                                              | 35 |
| Rysunek 1.9. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - sektor transportu z uwzględnieniem mnożników dla rozliczenia celu OZE zgodnie z RED II [ktoe]                                              | 35 |
| Rysunek 1.10. Struktura zużycia paliw z OZE i energii elektrycznej (nie tylko z OZE) w transporcie pasażerskim z uwzględnieniem sprawności przetwarzania energii*                                                         | 36 |
| Rysunek 1.11. Struktura zużycia paliw z OZE i energii elektrycznej (nie tylko z OZE) w transporcie towarowym z uwzględnieniem sprawności przetwarzania energii*                                                           | 36 |
| Rysunek 2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem w latach 2011-2021                                                                                                                                              | 42 |
| Rysunek 2.2. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem                                                                                                                                                                 | 46 |
| Rysunek 2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory (bez zużycia nieenergetycznego)                                                                                                                               | 47 |
| Rysunek 2.4. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki [ktoe]                                                                                                                                               | 48 |
| Rysunek 2.5. Produkcja ciepła systemowego w podziale na paliwa [PJ]                                                                                                                                                       | 54 |
| Rysunek 2.6. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach ciepła w gospodarstwach domowych                                                                                                                                  | 56 |
| Rysunek 3.1. Wydobycie węgla kamiennego w Polsce w latach 1990-2024                                                                                                                                                       | 57 |
| Rysunek 3.2. Wydobycie węgla brunatnego w Polsce w latach 1990 - 2024                                                                                                                                                     | 57 |
| Rysunek 3.3. Wydobycie gazu ziemnego w Polsce w latach 1990-2024                                                                                                                                                          | 58 |
| Rysunek 3.4. Produkcja energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto - scenariusz WAM                                                                                                                                   | 68 |
| Rysunek 3.5. Produkcja energii elektrycznej brutto w Polsce z podziałem na paliwa - scenariusz WAM [TWh]                                                                                                                  | 72 |
| Rysunek 3.6. Moc osiągalna źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii (scenariusz WAM) [MW]                                                                                                                   | 74 |
| Rysunek 6.1. Udziały wydatków gospodarstw domowych na paliwa i energię w podziale na kwintyle dochodowe dla scenariusza WEM w Polsce w latach 2020-2040                                                                   | 99 |

Rysunek 6.2. Udziały wydatków gospodarstw domowych na paliwa i energię w podziale na kwintyle dochodowe dla scenariusza WAM w Polsce w latach 2020-2040. ....101



# Załącznik 2. do aKPEiK

Scenariusz zrównoważonej transformacji  
(ang. with existing measures, WEM)



Ministerstwo  
Energii

# Spis treści

|                                                                                                                                                                                |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Wprowadzenie .....                                                                                                                                                             | 4  |
| 1. Wymiar obniżenie emisyjności .....                                                                                                                                          | 5  |
| 1.1. Emisje i pochłanianie gazów cieplarnianych oraz emisje innych substancji .....                                                                                            | 5  |
| 1.1.1. Dotychczasowe trendy w zakresie emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w EU ETS i non-ETS oraz w sektorach LULUCF, a także w różnych sektorach energetycznych ..... | 5  |
| 1.1.2. Emisje gazów cieplarnianych .....                                                                                                                                       | 12 |
| 1.1.3. Emisje substancji zanieczyszczających powietrze .....                                                                                                                   | 19 |
| 1.2. Energia ze źródeł odnawialnych .....                                                                                                                                      | 25 |
| 1.2.1. Wykorzystanie OZE ogółem w elektroenergetyce, ciepłownictwie i chłodnictwie oraz w transporcie .....                                                                    | 27 |
| 1.2.2. Wykorzystanie OZE w budynkach i w przemyśle .....                                                                                                                       | 35 |
| 2. Wymiar „efektywność energetyczna” .....                                                                                                                                     | 37 |
| 2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej .....                                                                                                                               | 38 |
| 2.2. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory .....                                                                                                                      | 39 |
| 2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa .....                                                                                                                       | 40 |
| 2.4. Zużycie nieenergetyczne .....                                                                                                                                             | 41 |
| 2.5. Intensywność zużycia energii pierwotnej .....                                                                                                                             | 42 |
| 2.6. Wsad paliwowy w wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej .....                                                                                                          | 43 |
| 2.7. Wsad paliwowy w pozostałe procesy konwersji .....                                                                                                                         | 44 |
| 2.8. Udział wytwarzania skojarzonego w produkcji energii elektrycznej i ciepła .....                                                                                           | 44 |
| 2.9. Produkcja energii ciepłej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach .....                                                                                       | 45 |
| 2.10. Produkcja energii ciepłej wytworzonej w indywidualnych źródłach ciepła .....                                                                                             | 46 |
| 2.11. Potencjał wysokosprawnej kogeneracji .....                                                                                                                               | 47 |
| 3. Wymiar „bezpieczeństwo energetyczne” .....                                                                                                                                  | 49 |
| 3.1. Krajowe zasoby energetyczne i stan infrastruktury wytwórczej .....                                                                                                        | 49 |
| 3.2. Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa .....                                                                                                                      | 59 |
| 3.3. Import netto z podziałem na rodzaj paliwa .....                                                                                                                           | 61 |
| 3.4. Główne źródła importu .....                                                                                                                                               | 62 |
| 3.5. Zużycie krajowe brutto paliw i energii .....                                                                                                                              | 64 |
| 3.6. Produkcja energii elektrycznej i ciepła .....                                                                                                                             | 66 |
| 3.7. Produkcja energii elektrycznej brutto z podziałem na paliwa .....                                                                                                         | 67 |
| 3.8. Zdolności wytwórcze energii elektrycznej z podziałem na źródła .....                                                                                                      | 70 |
| 4. Wymiar „wewnętrzny rynek energii” .....                                                                                                                                     | 73 |
| 4.1. Międzysystemowe połączenia energetyczne .....                                                                                                                             | 73 |
| 4.1.1. Energia elektryczna .....                                                                                                                                               | 73 |
| 4.1.2. Gaz ziemny .....                                                                                                                                                        | 81 |

|                                                                                                      |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 4.2. Infrastruktura do przesyłu energii.....                                                         | 89  |
| 4.2.1. Energia elektryczna .....                                                                     | 89  |
| 4.2.2. Gaz ziemny .....                                                                              | 93  |
| 4.2.3. Ropa naftowa i paliwa ciekłe.....                                                             | 97  |
| 4.3. Rynek energii elektrycznej i gazu ziemnego, ceny energii.....                                   | 100 |
| 4.3.1. Obecna sytuacja na rynku energii elektrycznej .....                                           | 100 |
| 4.3.2. Obecna sytuacja na rynku gazu ziemnego .....                                                  | 103 |
| 4.3.3. Obecny udział wydatków na energię w budżetach gospodarstw domowych .....                      | 107 |
| 4.3.4. Koszty wytwarzania energii elektrycznej i wodoru .....                                        | 107 |
| 4.3.5. Ceny energii elektrycznej w podziale na sektory.....                                          | 108 |
| 4.3.6. Krajowe ceny detaliczne paliw .....                                                           | 109 |
| 4.4. Nakłady na inwestycje związane z energią .....                                                  | 110 |
| 5. Wymiar „badania naukowe, innowacje i konkurencyjność” - diagnoza .....                            | 114 |
| 5.1. Obecne nakłady inwestycyjne na badania nad ograniczeniem emisji.....                            | 114 |
| 5.2. Obecne ceny hurtowe i detaliczne energii elektrycznej na tle państw regionu i średniej UE ..... | 115 |
| Wykaz regulacji UE (i nazwy zwyczajowe) .....                                                        | 120 |
| Wykaz skrótów.....                                                                                   | 123 |
| Spis tabel .....                                                                                     | 126 |
| Spis wykresów i rysunków .....                                                                       | 128 |

# Wprowadzenie

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

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

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

<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

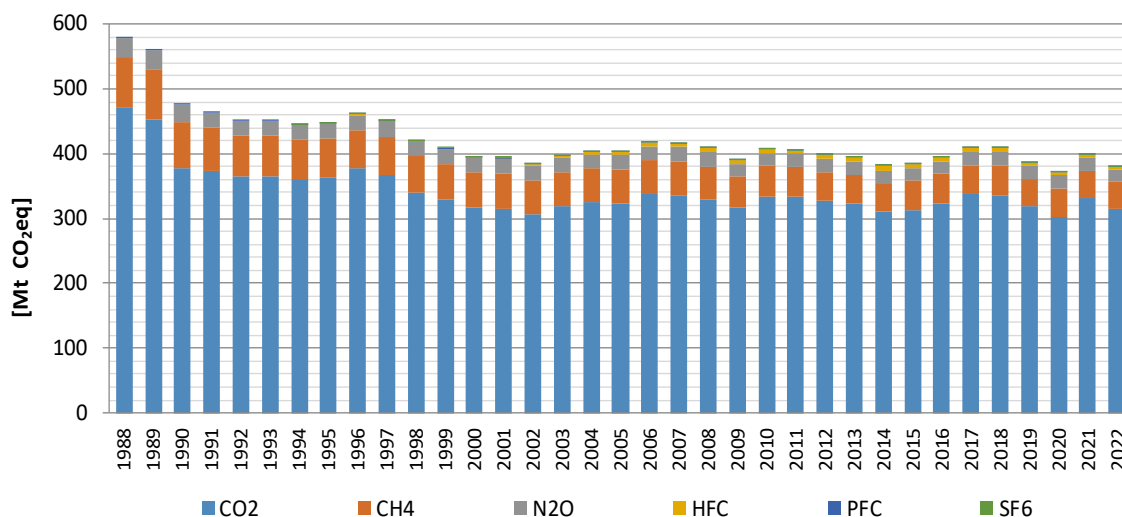
## 1.1. Emisje i pochłanianie gazów cieplarnianych oraz emisje innych substancji

### 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>2</sub>eq]

| 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 uwzg. LULUCF)*                                         | 562,49 | 538,90 | 447,39 | 442,25 | 450,60 | 442,38 | 437,06 | 428,40 | 424,56 | 414,31 | 377,74 | 368,77 | 358,70 | 364,97 | 346,02 | 356,99 | 351,06 | 351,37 |
| Suma (bez LULUCF)*                                             | 579,53 | 560,66 | 475,72 | 463,67 | 450,96 | 450,58 | 444,96 | 446,73 | 460,49 | 450,33 | 419,64 | 408,06 | 394,80 | 393,53 | 383,47 | 396,62 | 402,10 | 401,94 |

\* z uwzględnieniem emisji pośredniej 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 uwzg. LULUCF)*                                         | 371,87 | 377,66 | 370,62 | 352,23 | 370,89 | 363,86 | 355,49 | 348,78 | 343,51 | 349,36 | 353,53 | 367,24 | 368,00 | 363,79 | 348,11 | 375,45 | 344,86 |
| Suma (bez LULUCF)*                                             | 416,69 | 415,75 | 408,51 | 390,18 | 407,22 | 405,83 | 398,02 | 393,68 | 381,03 | 383,46 | 394,31 | 408,90 | 408,96 | 386,35 | 371,44 | 399,37 | 380,51 |

\* z uwzględnieniem emisji pośredniej 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

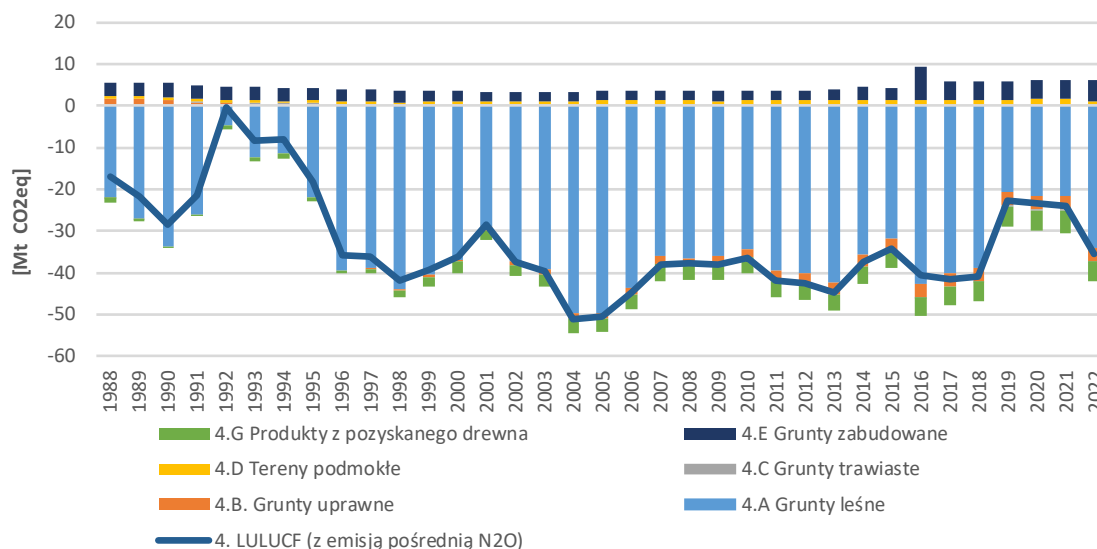
W ramach regulacji UE cel dla Polski to 17,7% redukcji do 2030 r. w stosunku do 2005 r. w obszarze sektorów nieobjętych systemem EU ETS. Porównanie oszacowanej emisji dla sektorów ESR dla lat 2021 i 2022 r. wraz z limitem jednostek przyznanых Polsce wskazuje, że emisja ta jest niższa od limitu o ponad 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 wiatrołomów w 2017 r.), stanowiących bezpośrednią przyczynę zmian z zakresie szacowanych zasobów drzewnych na pniu, starzenie się drzewostanów wpływające na wykazywany poziom rocznego przyrostu bieżącego, a także – co istotne – znaczące zmiany dynamiki wydzielania się martwego drewna oraz wykazywanych charakterystyk w tym zakresie.

W przypadku gruntów leśnych, szacowane za 2022 r. saldo emisji i pochłaniania GHG wzrosło w stosunku do 2021 r. odpowiednio o 58,1%. W przypadku gruntów uprawnych, gruntów trawiastych oraz produktów drzewnych, szacowane za 2022 r. salda emisji i pochłaniania GHG zmniejszyły się w stosunku do 2021 odpowiednio o 0,8%; 49,1% oraz 12,7%. Jednocześnie, dla kategorii 4D. *Tereny podmokłe* oszacowane saldo emisji i pochłaniania GHG skutkujące emisją netto spadło o 27,6%, a dla kategorii 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.

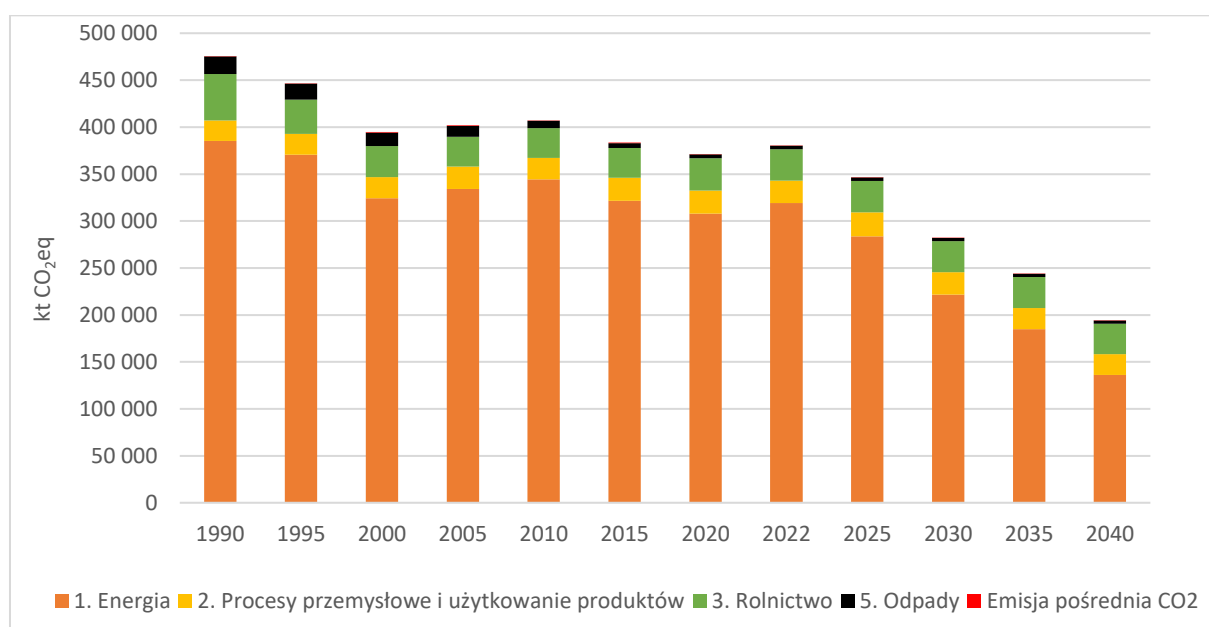
\* NFR – ang. Nomenclature for Reporting, format podziału źródeł emisji na kategorie stosowany w ramach konwencji CLRTAP

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 perspekty

wie 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



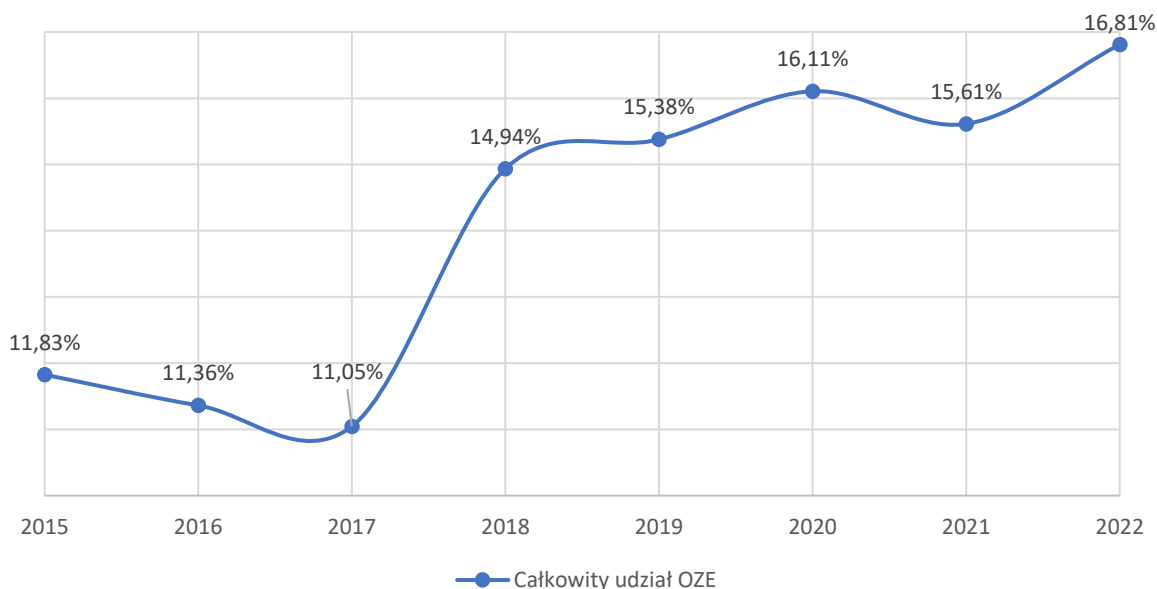
w tej kategorii oraz wspomniana wyżej zmiana struktury małych urządzeń grzewczych w kierunku elektryfikacji ogrzewnictwa, w szczególności poprzez stosowanie pomp ciepła.

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% |

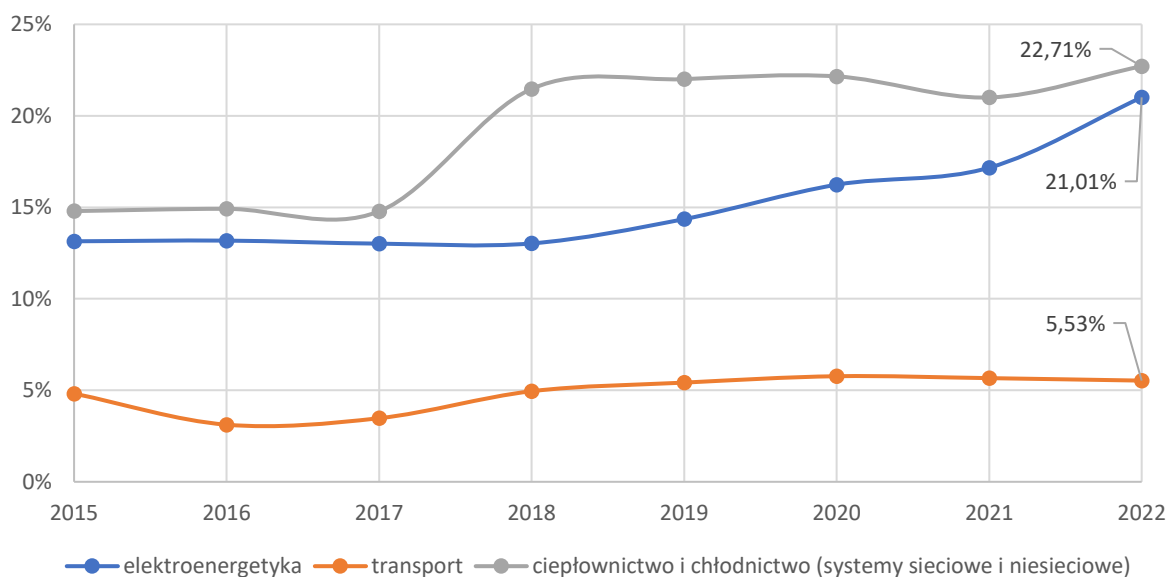
## 1.2. Energia ze źródeł odnawialnych

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>.

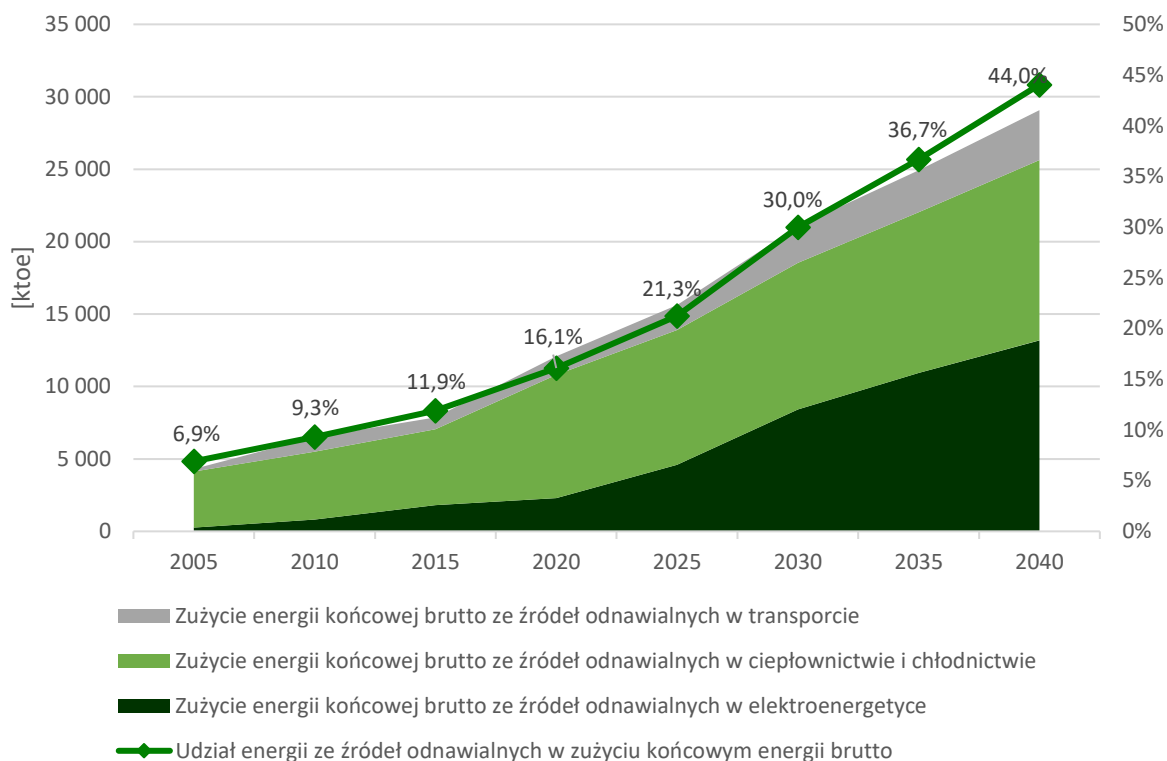
Do celów pracy określono przewidywane krajowe zapotrzebowanie na energię finalną brutto oraz produkcję z poszczególnych jednostek wytwórczych zaliczanych do OZE. Szczegółowy opis projekcji wzrostu zapotrzebowania na energię wykorzystanej do obliczeń zawarto w załączniku 3. KPEiK „Założenia prognostyczne 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.)

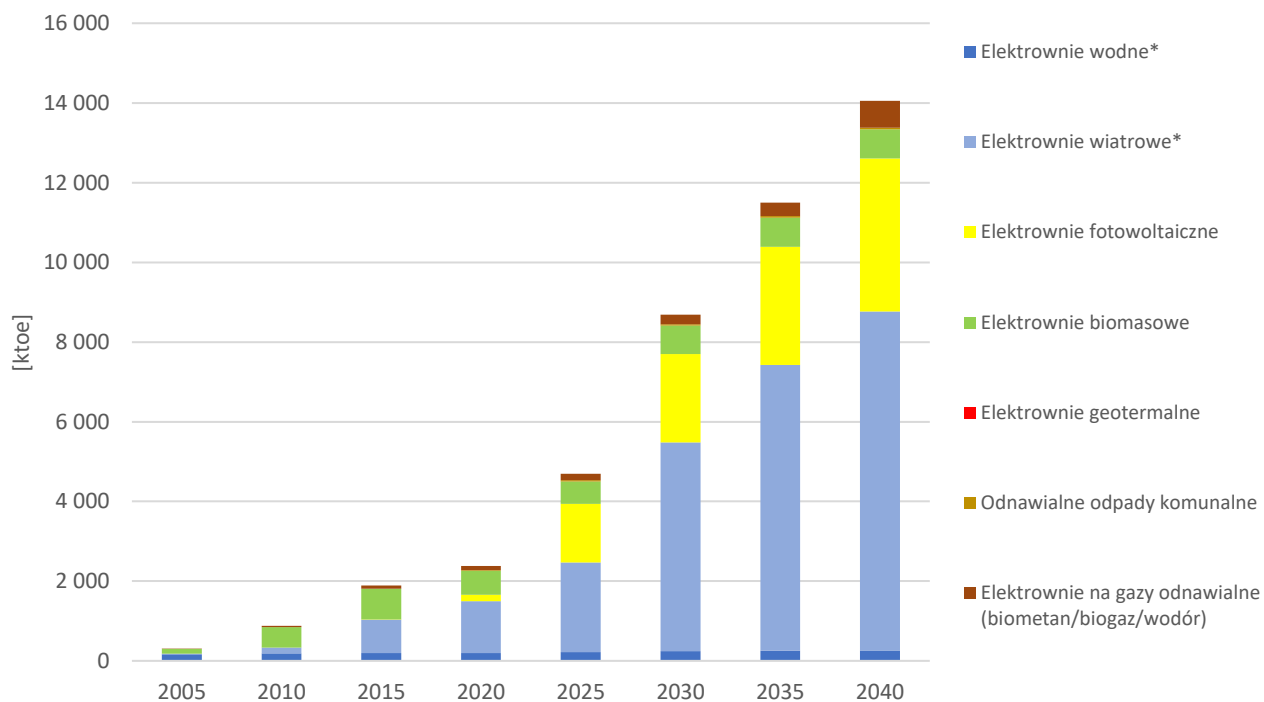
<sup>6</sup> European Commission. SHARES Tool Manual. Version 2022.181023

<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

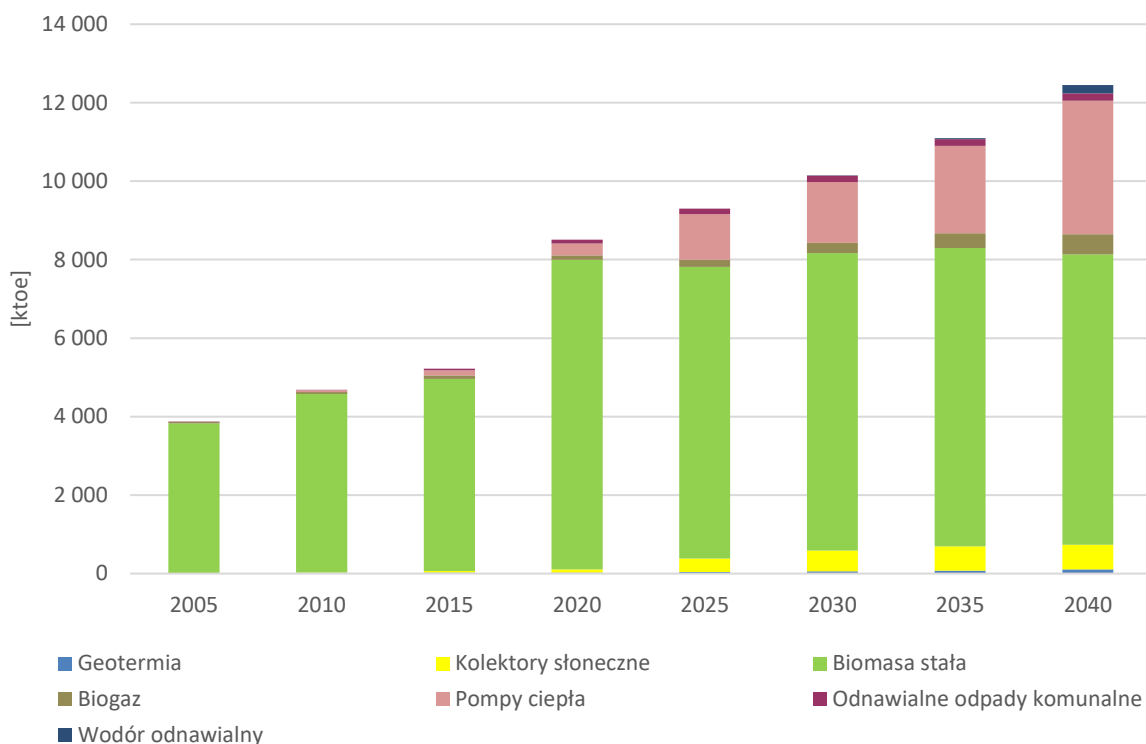
**W sektorze elektroenergetycznym, w okresie 2020-2030, udział OZE rośnie z poziomu 16,2% do 51,6% w 2030 r.** Głównym motorem tego wzrostu są technologie wiatrowe i słoneczne. Po 2040 coraz większą rolę w produkcji energii elektrycznej zaczyna odgrywać również wodór odnawialny (Tabela 1.19, Rysunek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



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

\* wartości znormalizowane

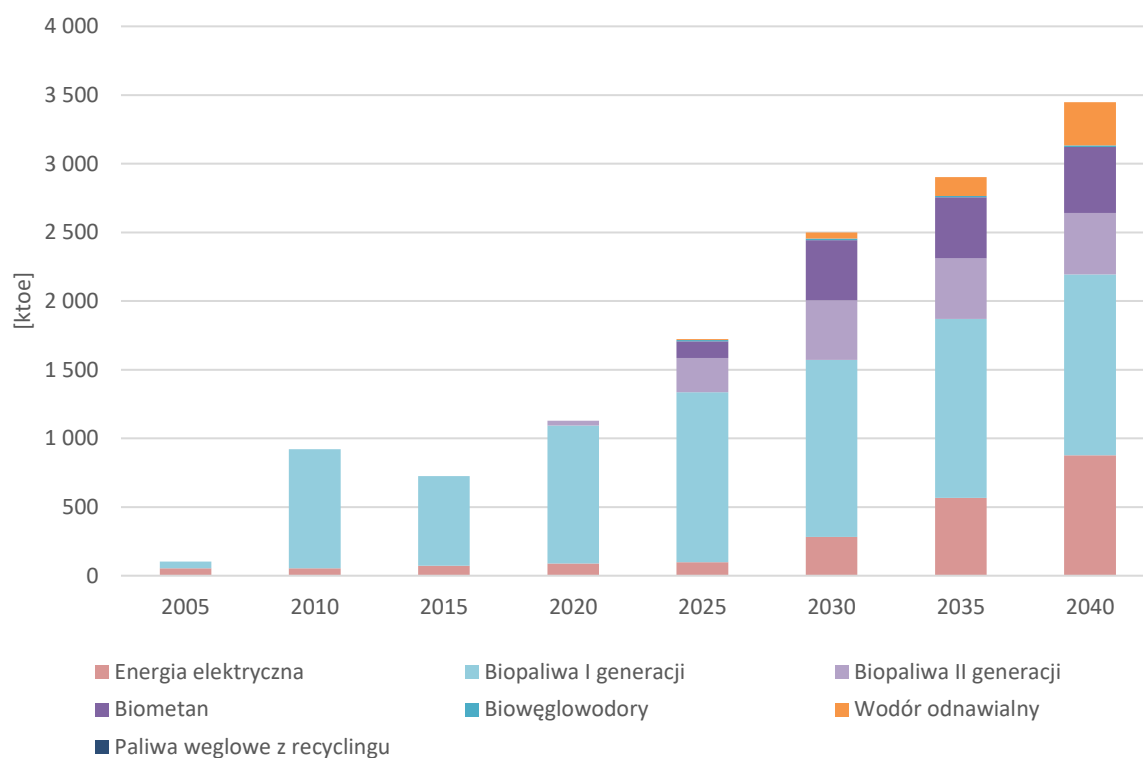
W sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa (obejmującym ciepło/chłód sieciowe i indywidualne), gdzie występuje stosunkowo duży potencjał, udział OZE rośnie z **22,1% w 2020 r. do 31,6% w 2030 r.** (Tabela 1.19, Rysunek 1.8), ale osiągnięcie wskazanych w analizie wartości będzie wymagało skierowania znacznie 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. jako średnia roczna w latach 2021-2025 i 1,1, pkt. proc. jako średnia roczna w latach 2026-2030.



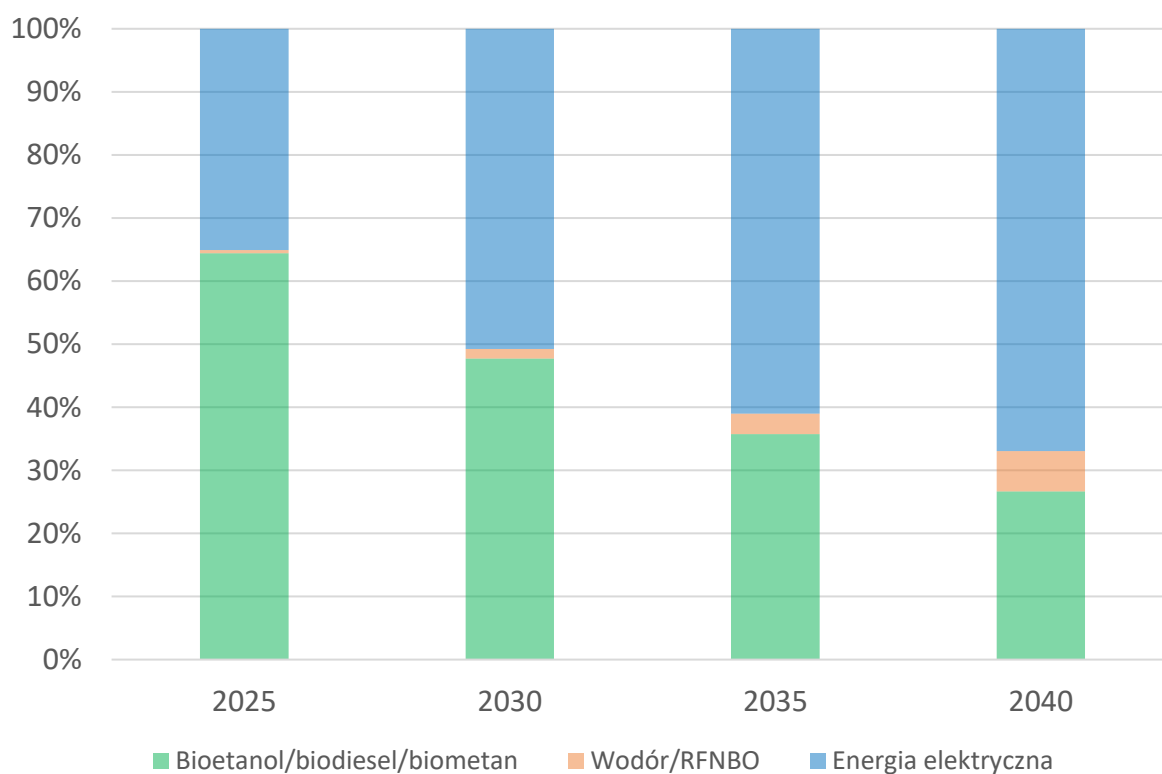
Rysunek 1.8. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - ciepłownictwo i chłodnictwo [ktoe]

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

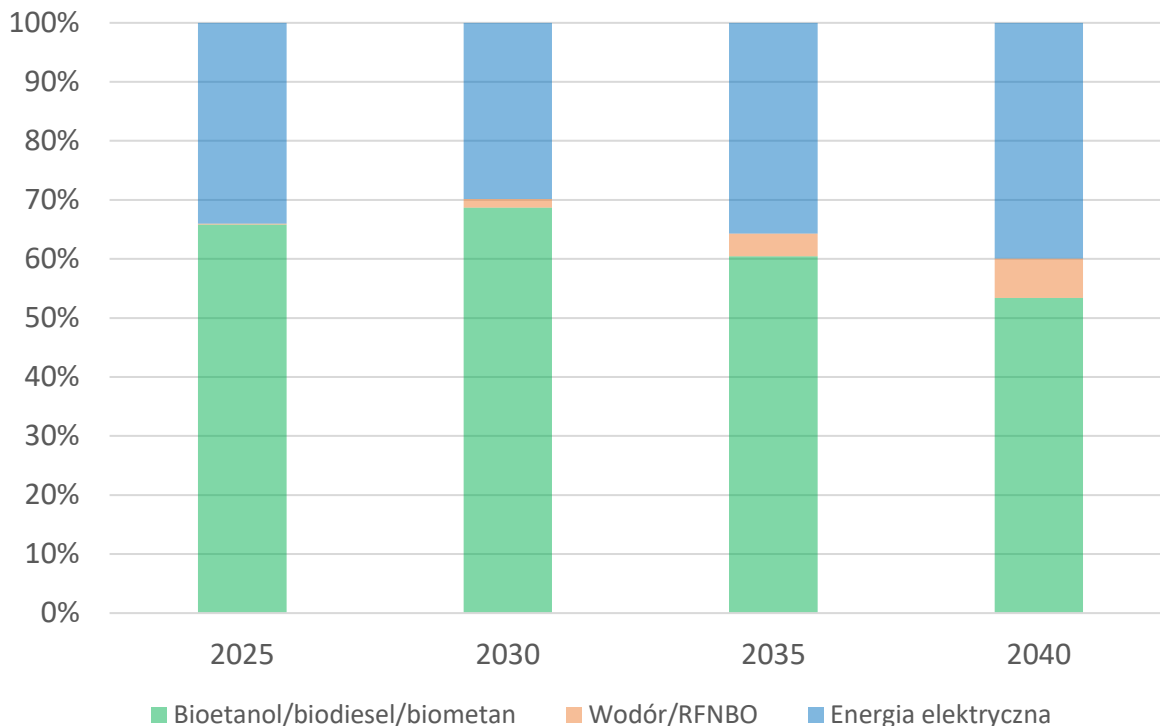
Wyniki analiz w zakresie **trajektorii wzrostu udziału OZE w transporcie wskazują na jego wzrost z poziomu 6,6% w 2020 r. do 16,5% w 2030 r.** (Tabela 1.19, Rysunek 1.9). W kolejnych podokresach prognozy wzrasta on w tempie geometrycznym w miarę postępu w elektryfikacji transportu, napędzanej głównie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



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

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

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



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

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

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

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

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., EurostatSHARES

Tabela 1.20. Sektor elektroenergetyczny

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



|                                                                                        |                                                                   | 2005  | 2010  | 2015  | 2020  | 2025  | 2030  | 2035  | 2040  |
|----------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Udział poszczególnych rodzajów technologii w zużyciu energii z OZE w elektroenergetyce | Elektrownie wiatrowe                                              | 5,5%  | 16,6% | 44,1% | 54,4% | 47,8% | 60,2% | 62,4% | 60,5% |
|                                                                                        | Elektrownie fotowoltaiczne                                        | 0,0%  | 0,0%  | 0,3%  | 7,1%  | 31,2% | 25,6% | 25,7% | 27,3% |
|                                                                                        | Elektrownie biomasowe                                             | 38,6% | 57,9% | 41,1% | 25,0% | 12,1% | 8,2%  | 6,4%  | 5,2%  |
|                                                                                        | Elektrownie geotermalne                                           | 0,0%  | 0,0%  | 0,0%  | 0,0%  | 0,0%  | 0,0%  | 0,0%  | 0,0%  |
|                                                                                        | Elektrownie na gazy odnawialne (biometan/biogaz/wodór odnawialny) | 3,2%  | 3,9%  | 4,1%  | 4,5%  | 3,6%  | 2,8%  | 2,9%  | 4,8%  |
|                                                                                        | Odnawialne odpady komunalne                                       | 0,0%  | 0,0%  | 0,0%  | 0,7%  | 0,6%  | 0,4%  | 0,3%  | 0,3%  |

\*wartości znormalizowane

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

Tabela 1.21. Sektor ciepłownictwa i chłodnictwa

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

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

Tabela 1.22. Sektor transportu

|                                                                                                     |                                                                                   | 2005   | 2010   | 2015   | 2020   | 2025  | 2030  | 2035  | 2040  |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|
| Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na paliwa i technologie - sektor transportu [ktoe] | Końcowe zużycie energii brutto w transporcie (denominator RES-T)                  | 10 189 | 14 957 | 14 493 | 19 628 |       |       |       |       |
|                                                                                                     | Energia elektryczna                                                               | 54     | 53     | 72     | 88     | 98    | 283   | 567   | 876   |
|                                                                                                     | Biopaliwa I generacji                                                             | 50     | 867    | 653    | 1 005  | 1 238 | 1 287 | 1 302 | 1 317 |
|                                                                                                     | Biopaliwa II generacji                                                            | 0      | 0      | 0      | 35     | 250   | 435   | 442   | 449   |
|                                                                                                     | Biometan                                                                          | 0      | 0      | 0      | 0      | 121   | 438   | 444   | 480   |
|                                                                                                     | Biowęglowodory                                                                    | 0      | 0      | 0      | 0      | 10    | 10    | 10    | 11    |
|                                                                                                     | RNFBO                                                                             | 0      | 0      | 0      | 0      | 6     | 45    | 137   | 315   |
|                                                                                                     | Paliwa węglowe z recyklingu                                                       | 0      | 0      | 0      | 0      | 0     | 0     | 0     | 0     |
|                                                                                                     | Zużycie energii elektrycznej na cele transportu drogowego zakwalifikowane do OZE  | 0      | 0      | 1      | 2      | 16    | 99    | 295   | 557   |
|                                                                                                     | Zużycie energii elektrycznej na cele transportu kolejowego zakwalifikowane do OZE | 48     | 47     | 65     | 80     | 78    | 176   | 262   | 309   |
|                                                                                                     | Zużycie energii elektrycznej w transporcie rurociągowym zakwalifikowane do OZE    | 6      | 6      | 7      | 6      | 4     | 8     | 10    | 10    |
| Udział energii elektrycznej w zużyciu energii z OZE w transporcie                                   | Udział energii elektrycznej na cele transportu drogowego                          | 0,0%   | 0,0%   | 0,0%   | 0,0%   |       |       |       |       |
|                                                                                                     | Udział energii elektrycznej na cele transportu kolejowego                         | 0,5%   | 0,7%   | 0,7%   | 2,2%   |       |       |       |       |
|                                                                                                     | Udział energii elektrycznej na cele innych rodzajów transportu                    | 89,0%  | 88,8%  | 90,1%  | 91,2%  |       |       |       |       |
|                                                                                                     | 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            | 298          |
| 2025 | 4           | 259                 | 2 088            | 1 056        |
| 2030 | 6           | 430                 | 2 048            | 1 840        |
| 2035 | 8           | 516                 | 1 818            | 2 751        |
| 2040 | 11          | 515                 | 1 576            | 4 026        |

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

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

Tabela 1.25. OZE w budynkach [ktoe]

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

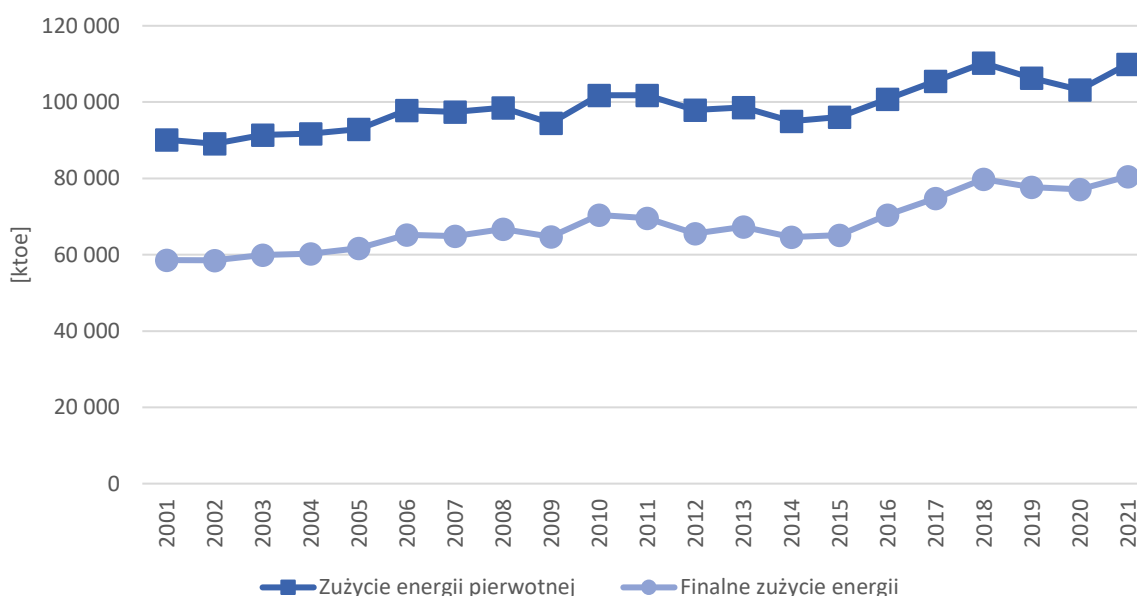
|                                  | 2020         | 2025         | 2030         | 2035         | 2040         |
|----------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Odpady odnawialne                | 90           | 102          | 112          | 123          | 137          |
| Słońce                           | 8            | 73           | 167          | 296          | 480          |
| Biomasa                          | 1 807        | 2 236        | 2 287        | 2 197        | 2 174        |
| Biometan/biogaz/wodór odnawialny | 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

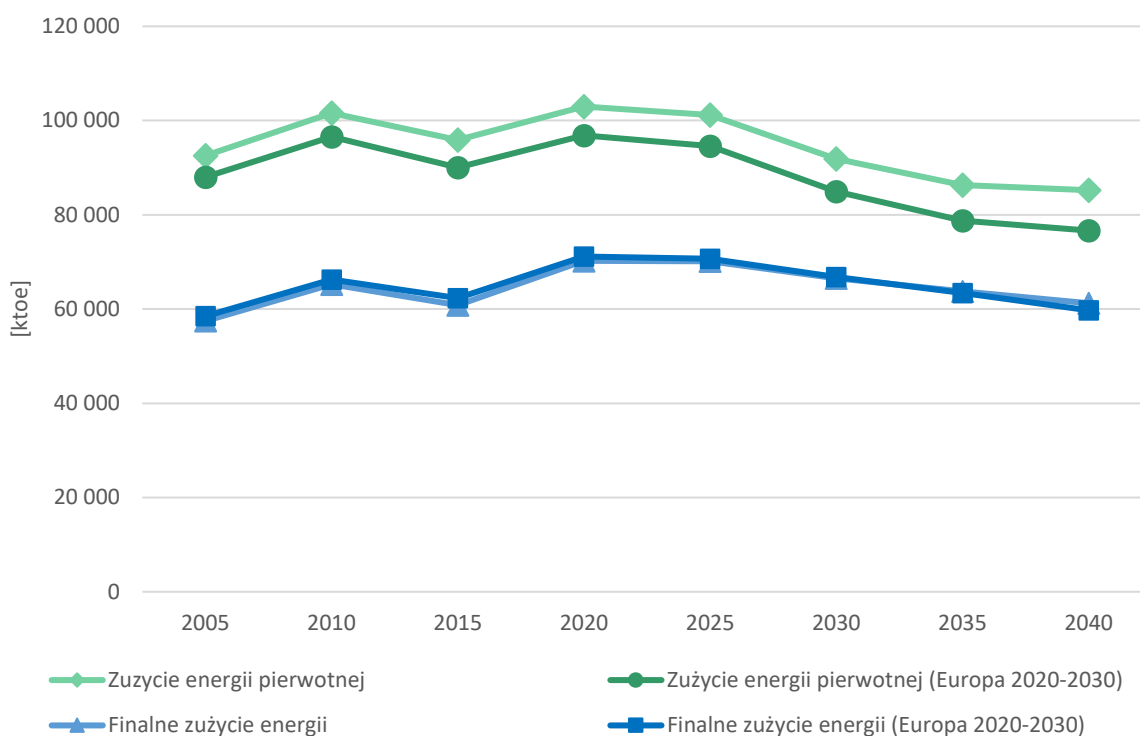
Na rysunku (Rysunek 2.2) przedstawiono historyczne i prognozowane zużycie energii pierwotnej i finalnej w kraju. Z uzyskanych danych wynika spadek zapotrzebowania na energię pierwotną w kraju w latach 2020-2030 z poziomu 103,3 Mtoe do 92,3 Mtoe i następnie przyspieszenie tempa tego spadku w dalszych 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 nierozdzielnie 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

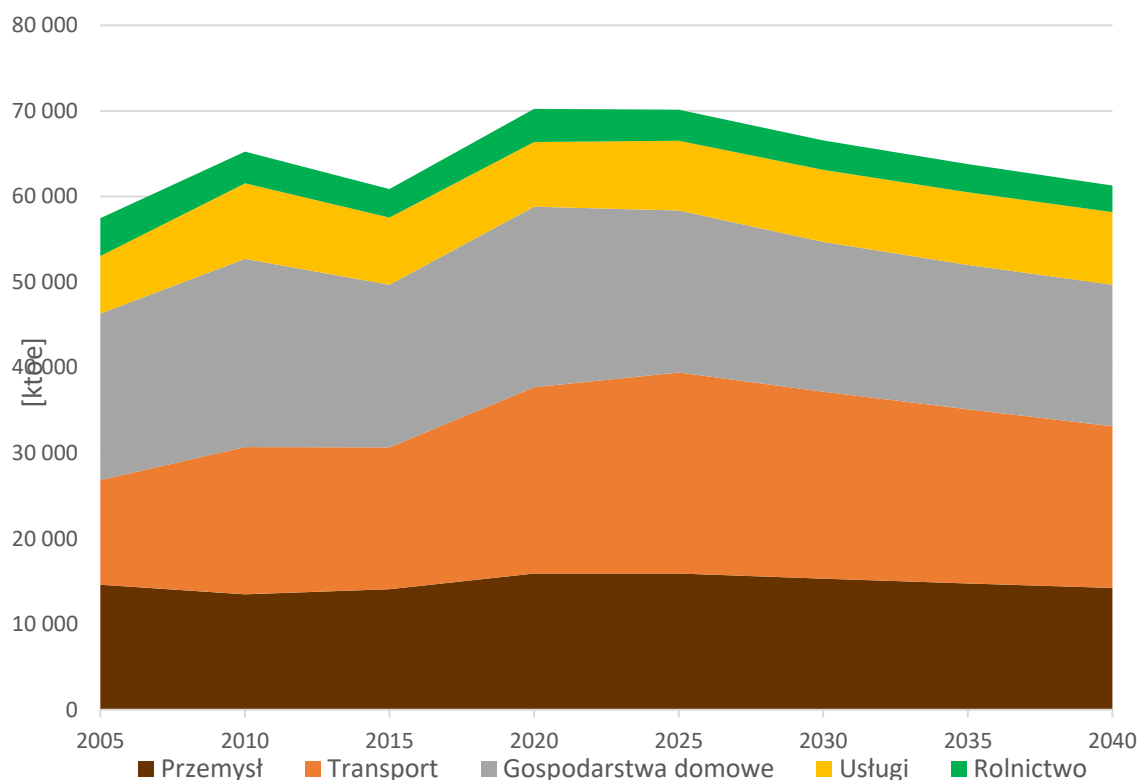
## 2.2. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory

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

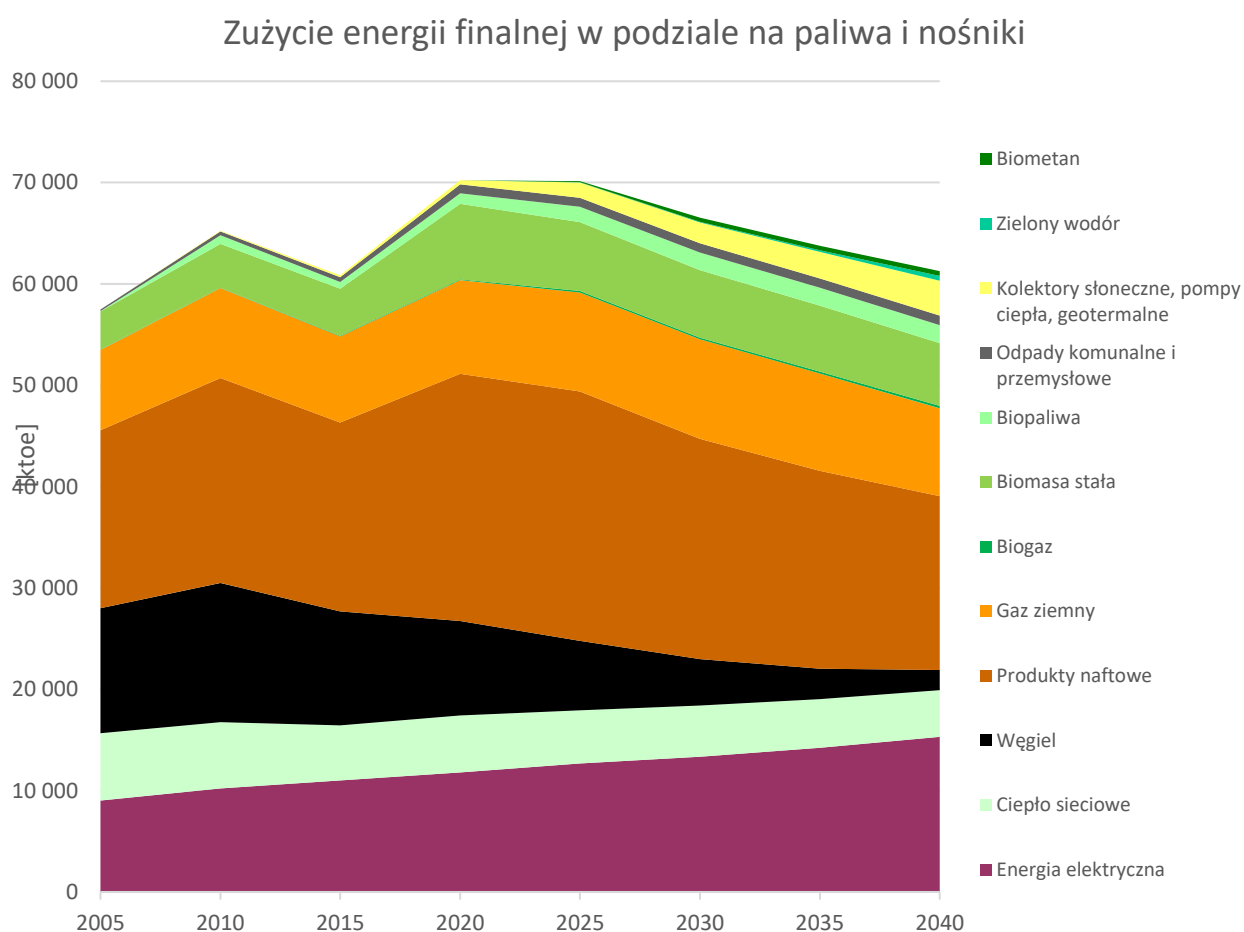
Tabela 2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki [ktoe]

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



|                                                | 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 odnawialny                               | 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 odnawialny         | 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 | 348  | 303  | 246  | 233  | 194  | 157  | 134  | 125  |
| toe/mln PLN'2024 | 86   | 76   | 59   | 53   | 46   | 36   | 31   | 29   |

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

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

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

|                    | 2005        | 2010        | 2015        | 2020        | 2025        | 2030        | 2035        | 2040        |
|--------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| <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                            | 278  | 209  | 167  | 174  | 145  | 122  | 108  | 97   |
| Przemysł                               | 280  | 192  | 169  | 164  | 136  | 116  | 104  | 95   |
| Transport                              | 804  | 1106 | 838  | 1145 | 914  | 735  | 621  | 531  |
| w tym: pasażerski                      | b.d  | b.d  | 451  | 575  | 474  | 364  | 316  | 277  |
| towarowy                               | b.d  | b.d  | 377  | 559  | 432  | 364  | 299  | 247  |
| Usługi                                 | 47   | 49   | 38   | 32   | 30   | 28   | 25   | 24   |
| Rolnictwo                              | 513  | 432  | 415  | 465  | 413  | 373  | 346  | 323  |
| Gospodarstwa domowe<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 odnawialny, odpady | 6      | 61     | 441    | 342    | 577    | 834    | 778   | 1 043 |
| Elektrociepłownie | Węgiel                        | 34 392 | 33 935 | 32 375 | 25 695 | 22 873 | 13 488 | 9 477 | 3 386 |
|                   | Produkty naftowe              | 555    | 563    | 407    | 364    | 762    | 724    | 584   | 459   |
|                   | Gaz                           | 1 182  | 1 093  | 1 347  | 2 959  | 3 149  | 3 632  | 2 871 | 2 258 |
|                   | OZE, wodór odnawialny, odpady | 435    | 1 547  | 2 021  | 1 981  | 2 154  | 2 556  | 3 044 | 3 517 |
|                   | Paliwo jądrowe                | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0     | 8 750 |
| Ciepłownie        | Energia elektr.               | 0      | 0      | 0      | 0      | 26     | 106    | 239   | 467   |
|                   | Węgiel                        | 3 063  | 3 360  | 2 403  | 2 341  | 1 780  | 1 250  | 934   | 317   |
|                   | Produkty naftowe              | 52     | 36     | 16     | 20     | 35     | 28     | 19    | 8     |
|                   | Gaz                           | 295    | 277    | 209    | 217    | 314    | 379    | 361   | 529   |

|  |                               | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 |
|--|-------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
|  | OZE, wodór odnawialny, odpady | 40   | 47   | 42   | 129  | 203  | 426  | 516  | 535  |

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

## 2.7. Wsad paliwowy w pozostałe procesy konwersji

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

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

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

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

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

Rozwój wysokosprawnej kogeneracji w Polsce jest jednym z priorytetowych kierunków krajowej strategii energetycznej. Niepodważalną zaletą układów skojarzonych jest ich wysoka sprawność energetyczna, pozwalająca na istotne ograniczenie zużycia paliw pierwotnych, co w rezultacie przekłada się na redukcję emisji 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

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

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

|                           | 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)

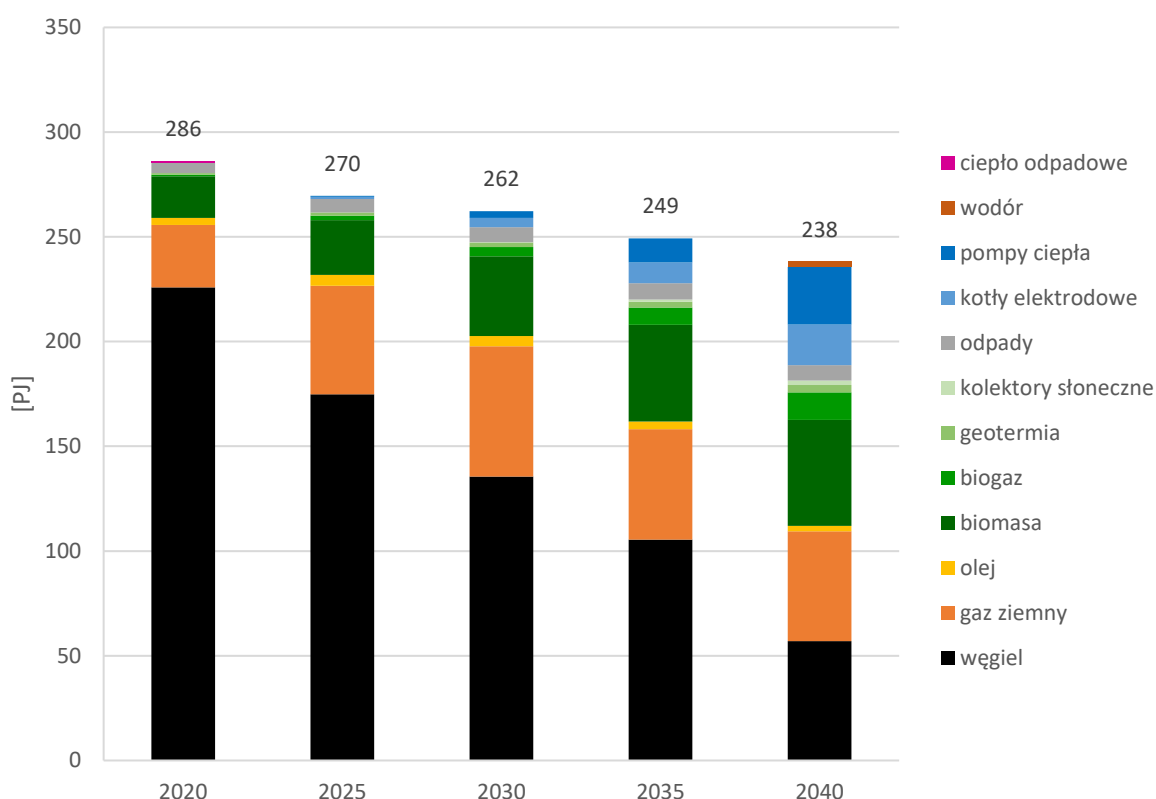
\* Zgodnie z metodyką stosowaną przez Eurostat każda elektrownia to elektrociepłownia, dlatego emisje z prezentowane są w jednej pozycji „elektrociepłownie”

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 elektryczne i kolektory słoneczne), w oparciu o sieci niskotemperaturowe. Aby móc dostarczać ciepło systemowe o niższych parametrach niezbędna jest konsekwentna termomodernizacja, a w szczególności zapewniające dostosowanie do odbioru ciepła o niskiej temperaturze. Niezbędne mogą być także dodatkowe grzałki, boostery czy inne rozwiązania zwiększające temperaturę czynnika grzewczego.

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

|            | 2020    | 2025    | 2030    | 2035    | 2040   |
|------------|---------|---------|---------|---------|--------|
| Węgiel     | 225 854 | 174 845 | 135 554 | 105 407 | 56 990 |
| Gaz ziemny | 29 843  | 51 826  | 62 249  | 52 715  | 52 430 |
| Olej       | 3 336   | 5 136   | 4 805   | 3 754   | 2 594  |

|                                 | 2020           | 2025           | 2030           | 2035           | 2040           |
|---------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Biomasa                         | 19 868         | 26 134         | 38 071         | 46 106         | 50 660         |
| Biogaz                          | 835            | 2 242          | 4 447          | 8 325          | 13 023         |
| Geotermia                       | 712            | 1 415          | 2 114          | 2 707          | 3 575          |
| Odpady                          | 4 853          | 6 510          | 7 268          | 7 788          | 7 392          |
| Wodór odnawialny                | 0              | 0              | 0              | 0              | 2 462          |
| Kotły elektryczne               | 0              | 1 064          | 4 377          | 9 920          | 19 363         |
| Kolektory słoneczne             | 0              | 0              | 161            | 1 099          | 2 104          |
| Pompy ciepła                    | 0              | 408            | 3 223          | 11 501         | 27 506         |
| Paliwo jądrowe, ciepło odpadowe | 641            | 0              | 0              | 0              | 0              |
| <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>.

Obejmuje 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.

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

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

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

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

### 3. Wymiar „bezpieczeństwo energetyczne”

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

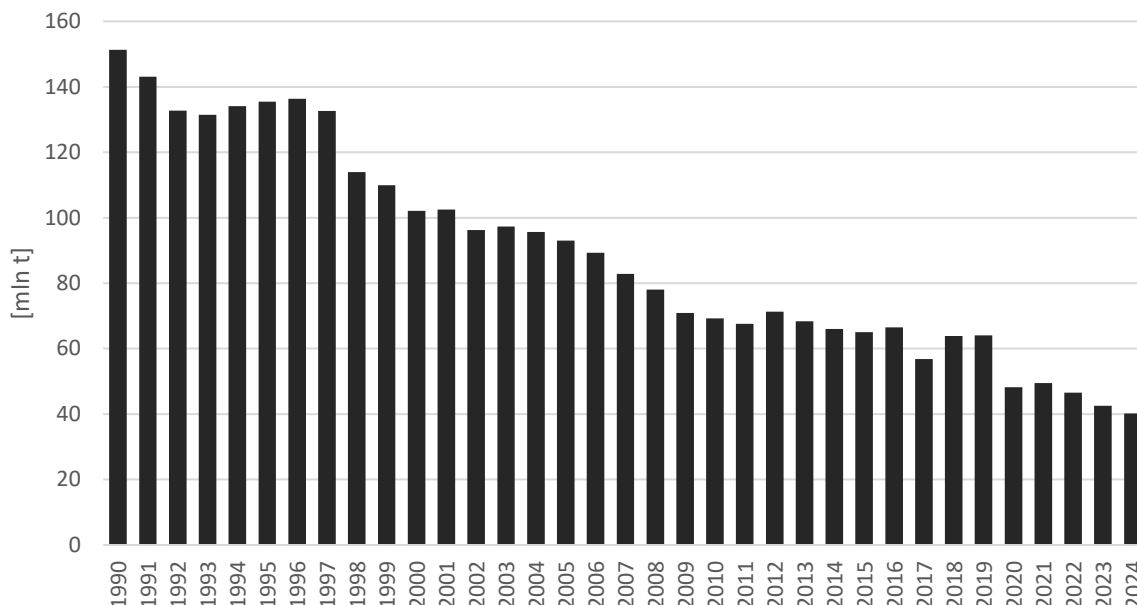
##### Węgiel kamienny

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 wydobycia przy obecnych warunkach technicznych i ekonomicznych wyniosły 3999,7 mln t. Warto jednak zaznaczyć, że eksploatacja w większości kopalni w Polsce wiąże się z bardzo wysokimi kosztami – znacznie wyższymi niż w innych krajach. Wydobycie węgla kamiennego w 2024 r. wyniosło 40,2 mln t<sup>14</sup>.

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

<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

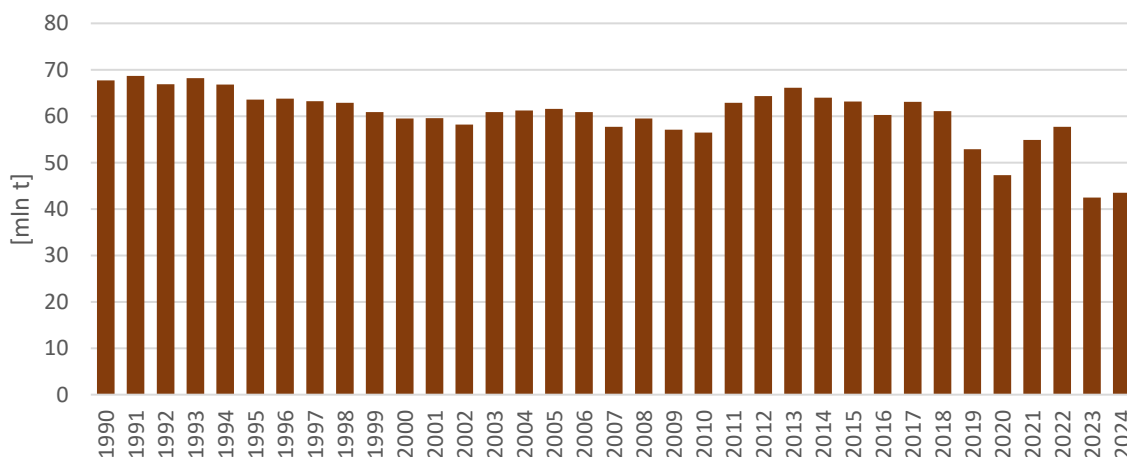


Rysunek 3.1. Wydobycie węgla kamiennego w Polsce w latach 1990-2024

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 wydobycia przy obecnych warunkach technicznych i ekonomicznych. Warto jednak podkreślić, że ich eksploatacja wiąże się z relatywnie wysokimi kosztami. Według danych podawanych przez PIG w 2024 r. wydobycie wyniosło niecałe 43,5 mln t. Na rysunku poniżej przedstawiono wydobycie węgla brunatnego w latach 1990-2024 (Rysunek 3.2).



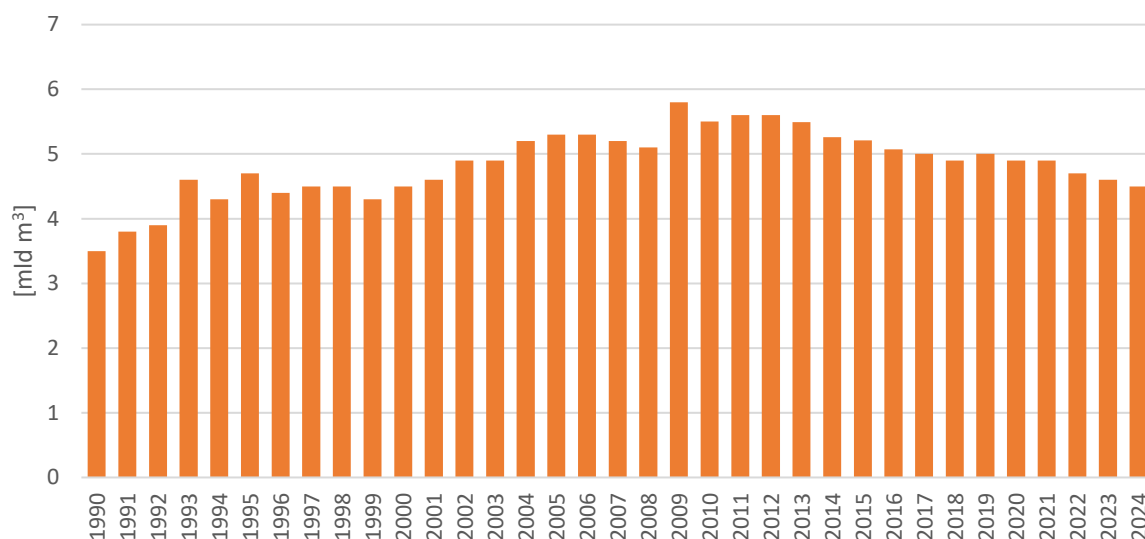
Rysunek 3.2. Zasoby i wydobycie węgla brunatnego w Polsce w latach 1990-2024

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowych Instytut Badawczy

### Gaz ziemny

Zgodnie z danymi podanymi przez PIG, stan wydobywalnych zasobów gazu ziemnego w 2024 r. wyniósł 152,6 mld 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 scenariusza 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 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 zrównoważonej transformacji 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)

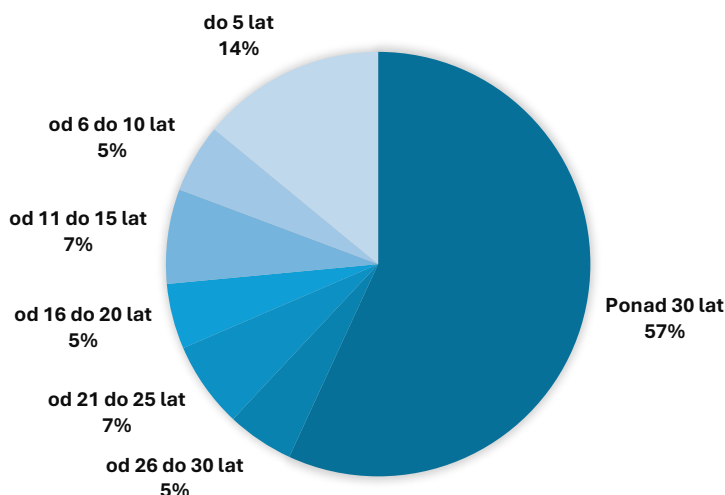
| Nazwa                        | właściciel                        | moc [MW] | paliwo                   | produkcja energii elektrycznej [TWh] |
|------------------------------|-----------------------------------|----------|--------------------------|--------------------------------------|
| Elektrownia 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

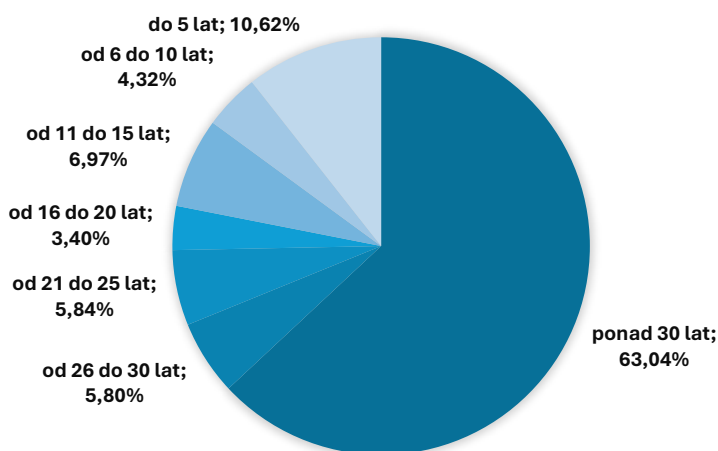
W krajowych elektrowniach ciepłych zawodowych na koniec 2022 r. pracowało 420 turbozespołów (o osiem mniej niż w 2021 r.), z czego 136 jest już w eksploatacji ponad 30 lat. Łączna moc zainstalowana najstarszych jednostek wynosi 19 134 MW, co przekłada się na ich 56,9% udział w całkowitej mocy zainstalowanej 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.

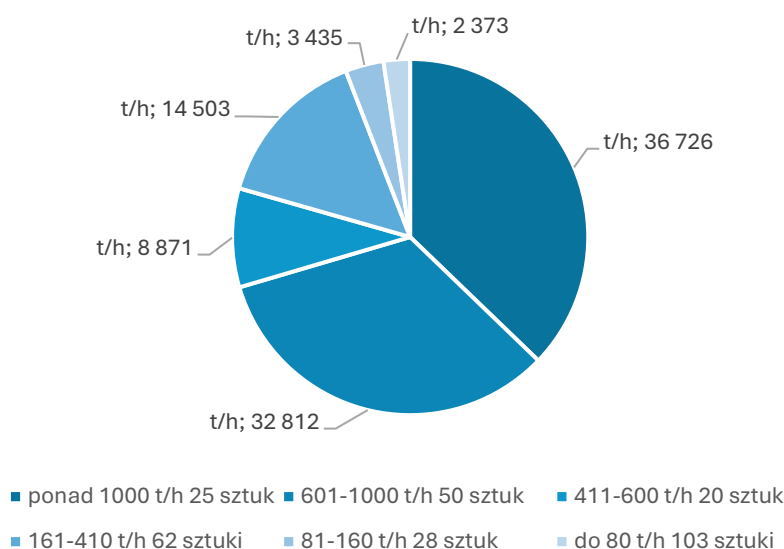
Tabela 3.3. Struktura mocy zainstalowanej turbozespołów (stan na 31 grudnia 2022 r.)

| 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).

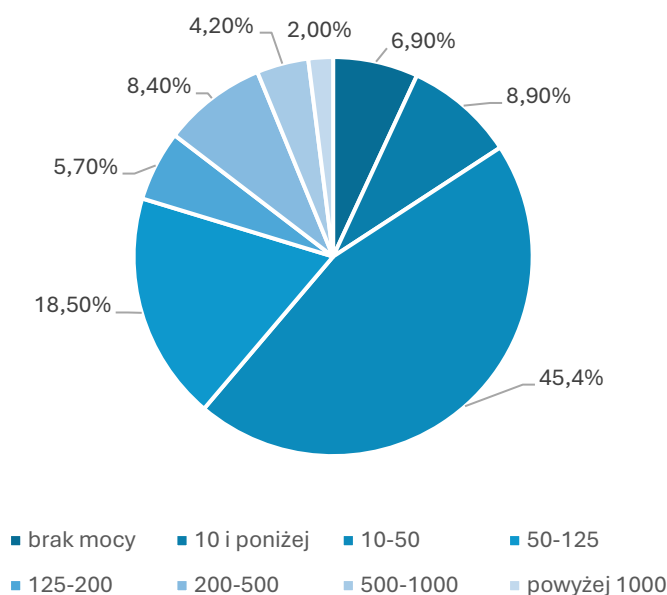


Rysunek 3.6. Struktura wydajności kotłów energetycznych (stan na 31 grudnia 2022 r.)

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.

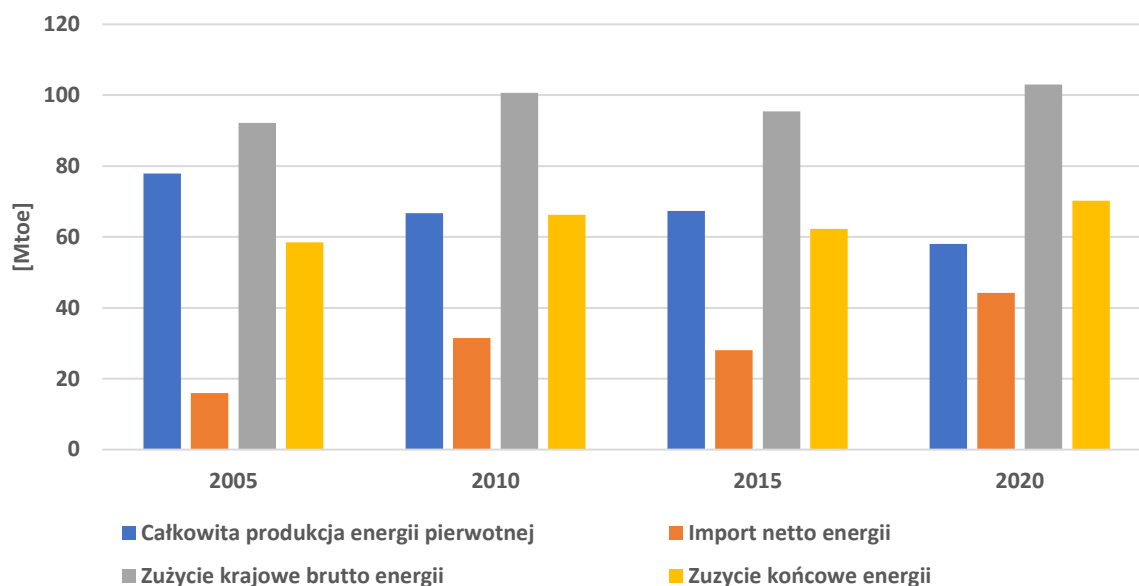
Zużycie krajowe brutto energii wahało się w latach 2005-2020 w przedziale 92-103 Mtoe, a główne powody tej niestabilności to: nierównomierny wzrost PKB, poprawa efektywności energetycznej i zmienne warunki pogodowe. W strukturze zużycia krajowego brutto energii w omawianych latach wzrósł udział paliw 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 odnawialny pochodzenia niebiologicznego będzie odgrywał kluczową rolę przede wszystkim w przemyśle. W sektorze elektroenergetycznym wodór odnawialny to przede wszystkim źródło elastyczności w systemach z dużym udziałem źródeł OZE. Zgodnie z zaprezentowanymi projekcjami, produkcja wodoru odnawialnego, w tym RFNBO staje się znacząca po 2030 r.

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

|                  | 2005   | 2010   | 2015   | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040  |
|------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| Węgiel kamienny  | 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 odnawialny               | 0     | 0      | 0      | 0      | 6      | 57     | 216   | 1 015 |

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

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

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

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

Tabela 3.7. Saldo importowo-eksportowe netto [ktoe]

|                  | 2005   | 2010   | 2015   | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040   |
|------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Węgiel kamienny  | -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 odnawialny | 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 odnawialny    | 0,0%  | 0,0%  | 0,0%   | 0,0%  | 0,0%  | 0,0%  | 0,0%  | 0,0%   |

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

### 3.4. Główne źródła importu

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

Tabela 3.10 W odniesieniu do gazu ziemnego w 2022 i 2023 r. doszło do istotnych zmian dotyczących kierunków dostaw tego surowca. Od 2023 r. Polska całkowicie uniezależniła się od importu z Federacji Rosyjskiej i zastąpiła ten kierunek głównie dostawami z Norwegii (Baltic Pipe) oraz innych krajów za pośrednictwem terminala LNG (głównie USA i Katar). W wyniku ukończonych w 2022 r. kluczowych inwestycji dywersyfikacyjnych, tj. budowy gazociągu Baltic Pipe oraz zwiększenia mocy regazyfikacyjnych terminalu LNG w Świnoujściu, zmieniona została historyczna trasa dostaw paliw gazowych z kierunku wschód-zachód na kierunek północ-południe. W ramach realizacji polityki dywersyfikacyjnej uruchomione zostały również połączenia międzysystemowe z Litwą i 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. Z kolei, w związku z XII pakietem sankcji, od 20 grudnia 2024 r. Polska przestała sprowadzać gaz płynny LPG z Federacji Rosyjskiej, którego import z tego kierunku stanowił wcześniej ok. 50% całości dostaw tego paliwa. Dostawy gazu płynnego LPG z Federacji Rosyjskiej zastąpiono importem ze Szwecji, Litwy, Czech, Kazachstanu, USA, Wielkiej Brytanii, Norwegii, Niemiec i Niderlandów, dzięki czemu obecna struktura importu stała się bardziej zdywersyfikowana niż kiedykolwiek wcześniej. Dynamiczne zmiany w strukturze importu wskazują, że kierunek dostaw jest ściśle uzależniony od warunków rynkowych.

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

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

Tabela 3.10. Główne źródła importu (państwa)

|                             | 2005     | 2010    | 2015    | 2020    | 2025    | 2030      | 2035      | 2040      |
|-----------------------------|----------|---------|---------|---------|---------|-----------|-----------|-----------|
| <b>Energia elektryczna*</b> | Niemcy   | Niemcy  | Szwecja | Szwecja | Szwecja | Szwecja   | Szwecja   | Szwecja   |
|                             | Ukraina  | Szwecja | Niemcy  | Niemcy  | Niemcy  | Niemcy    | Niemcy    | Niemcy    |
|                             | Białoruś | Czechy  | Czechy  | Litwa   | Litwa   | Litwa     | Litwa     | Litwa     |
| <b>Węgiel kamienny</b>      | Rosja    | Rosja   | Rosja   | Rosja   | RPA     | Australia | Australia | Australia |

<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                     |
|------------------------------|------------|------------|------------|--------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
|                              | Ukraina    | Czechy     | Czechy     | Australia    | Kolumbia                 | Kolumbia                 | Kolumbia                 | Kolumbia                 |
|                              |            | Ukraina    | Kolumbia   | Kolumbia     | Kazachstan               | Kazachstan               | Kazachstan               | Kazachstan               |
| Węgiel kamienny<br>koksujący | Czechy     | USA        | Australia  | Australia    | Australia                | Australia                | Australia                | Australia                |
|                              | Australia  | Czechy     | Czechy     | USA          | USA                      | USA                      | USA                      | USA                      |
|                              | Niemcy     | Australia  | USA        | Rosja        |                          |                          |                          |                          |
| Koks                         | Czechy     | Czechy     | Rosja      | Rosja        | Australia                | Australia                | Australia                | Australia                |
|                              |            | Rosja      |            |              |                          |                          |                          |                          |
| Węgiel brunatny              | -          | Niemcy     | Czechy     | Niemcy       | Niemcy                   | Niemcy                   | Niemcy                   | Niemcy                   |
|                              |            |            | Niemcy     |              |                          |                          |                          |                          |
| Ropa naftowa                 | Rosja      | Rosja      | Rosja      | Rosja        | Arabia Saud.             | Arabia Saud.             | Arabia Saud.             | Arabia Saud.             |
|                              |            | Norwegia   | Irak       | Arabia Saud. | Norwegia                 | Norwegia                 | Norwegia                 | Norwegia                 |
| Olej napędowy                | Białoruś   | Niemcy     | Niemcy     | Rosja        | Niemcy                   | Niemcy                   | Niemcy                   | Niemcy                   |
|                              | Niemcy     | Litwa      | Rosja      | Niemcy       | Holandia                 | Holandia                 | Holandia                 | Holandia                 |
|                              |            | Słowacja   | Białoruś   | Białoruś     | Szwecja                  | Szwecja                  | Szwecja                  | Szwecja                  |
| Benzyna                      | Słowacja   | Niemcy     | Słowacja   | Niemcy       | Niemcy                   | Niemcy                   | Niemcy                   | Niemcy                   |
|                              | Niemcy     | Słowacja   | Niemcy     | Słowacja     | Czechy                   | Czechy                   | Czechy                   | Czechy                   |
| LPG                          | Rosja      | Rosja      | Rosja      | Rosja        | Szwecja                  | Szwecja                  | Szwecja                  | Szwecja                  |
|                              | Kazachstan | Kazachstan | Kazachstan | Szwecja      | Norwegia                 | Norwegia                 | Norwegia                 | Norwegia                 |
| Gaz ziemny                   | Rosja      | Rosja      | Rosja      | Rosja        | Norwegia                 | Norwegia                 | Norwegia                 | Norwegia                 |
|                              | Uzbekistan | Niemcy     | Niemcy     | Niemcy       | USA                      | USA                      | USA                      | USA                      |
|                              | Kazachstan |            | Katar      | Katar        | Katar                    | Katar                    | Katar                    | Katar                    |
|                              |            |            |            | Niemcy       | Niemcy                   | Niemcy                   | Niemcy                   | Niemcy                   |
| Paliwo jądrowe               | -          | -          | -          | -            | -                        | -                        | b.d.                     | b.d.                     |
| Biopaliwa                    | -          | b.d.       | Niemcy     | Niemcy       | Niemcy                   | Niemcy                   | Niemcy                   | Niemcy                   |
|                              |            |            | Holandia   |              |                          |                          |                          |                          |
|                              |            |            | Szwajcaria |              |                          |                          |                          |                          |
| Biomasa stała                | Białoruś   | Białoruś   | Białoruś   | Białoruś     | USA, Litwa,<br>Finlandia | USA, Litwa,<br>Finlandia | USA, Litwa,<br>Finlandia | USA, Litwa,<br>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 wpłynie 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 stopniogrzań, tempa i zakresu termomodernizacji budynków, tempa i zakresu przyłączy 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 z technologiami indywidualnego ogrzewania. Założenie to jest jednak obciążone 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 ok. 2030 r.<sup>20</sup> (z 17,1 Mtoe w 2020 r. do 18,7 Mtoe w 2030 r.). Gaz ziemny w Polsce będzie odgrywał rolę paliwa przejściowego w transformacji energetycznej, ale tylko w początkowym 10-15 letnim okresie. Później będzie stopniowo zastępowany paliwami i technologiami bezemisyjnymi;
- przewiduje się dalszy stopniowy wzrost zapotrzebowania na odnawialne nośniki energii takie jak biometan, biogaz i wodór odnawialny.

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

|                     | 2005   | 2010   | 2015   | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040   |
|---------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Energia elektryczna | 12 532 | 13 440 | 14 154 | 14 730 | 15 628 | 16 293 | 17 690 | 20 667 |
| Ciepło sieciowe     | 8 032  | 8 021  | 6 721  | 6 843  | 6 410  | 6 200  | 5 887  | 5 631  |
| Węgiel kamienny     | 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  |

<sup>20</sup> Należy jednocześnie wskazać, że analizy operatora systemu przesyłowego przewidują, że w wariantie bazowym szczyt krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny nastąpi w 2031 roku i wyniesie 27,2 mld m<sup>3</sup>. W perspektywie 2040 r. zużycie gazu wg. ww. analiz OSPg może utrzymać się na tym poziomie i nie spaść poniżej 26 mld m<sup>3</sup>.

|                                | 2005   | 2010   | 2015   | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040   |
|--------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Koks                           | 2 318  | 2 074  | 2 228  | 1 308  | 1 599  | 1 522  | 1 384  | 1 245  |
| Węgiel brunatny                | 12 726 | 11 579 | 12 299 | 8 850  | 7 553  | 3 816  | 997    | 45     |
| Ropa naftowa                   | 18 459 | 23 184 | 26 506 | 25 992 | 24 681 | 23 128 | 21 839 | 20 369 |
| Produkty naftowe               | 21 987 | 25 956 | 24 074 | 31 037 | 31 765 | 28 685 | 26 205 | 23 690 |
| Gaz ziemny                     | 12 235 | 12 805 | 13 776 | 17 107 | 18 455 | 18 694 | 17 879 | 15 310 |
| Gaz koksowniczy                | 1 447  | 1 707  | 1 704  | 1 406  | 1 231  | 1 176  | 1 141  | 1 062  |
| Gaz wielkopiecowy              | 560    | 526    | 632    | 464    | 539    | 475    | 372    | 223    |
| Pozost. paliwa gazowe          | 161    | 149    | 163    | 84     | 83     | 81     | 80     | 70     |
| Biomasa stała                  | 4 166  | 5 866  | 6 884  | 9 330  | 8 907  | 9 385  | 9 441  | 9 189  |
| Biogaz                         | 54     | 115    | 229    | 322    | 545    | 776    | 1 048  | 1 308  |
| Biopaliwa                      | 54     | 868    | 782    | 1 042  | 1 498  | 1 733  | 1 754  | 1 776  |
| Biometan                       | 0      | 0      | 0      | 0      | 120    | 438    | 444    | 480    |
| Paliwo jądrowe                 | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 8 750  |
| Wodór odnawialny               | 0      | 0      | 0      | 0      | 6      | 57     | 216    | 1 015  |
| Odpady komunalne i przemysłowe | 157    | 400    | 564    | 1 193  | 1 318  | 1 408  | 1 482  | 1 808  |

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

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

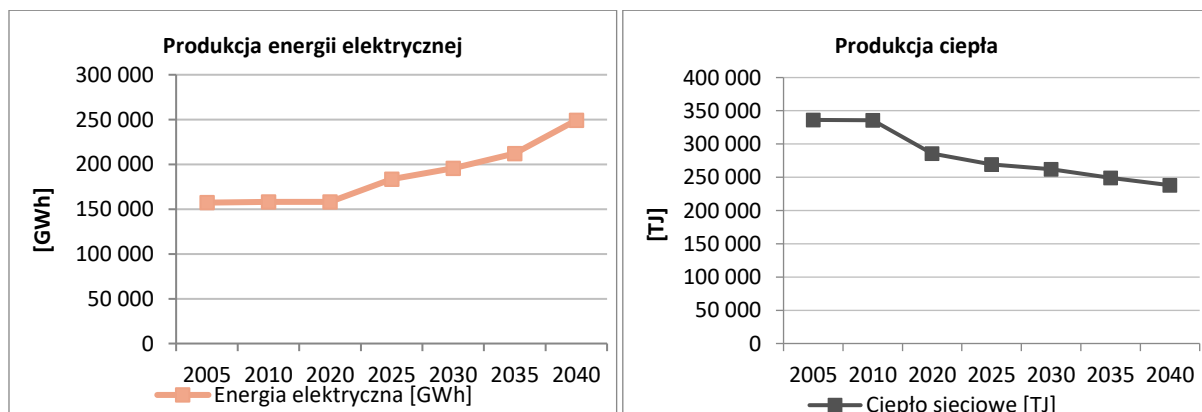
### 3.6. Produkcja energii elektrycznej i ciepła

W tabeli (Tabela 3.12) i na rysunku (Rysunek 3.9) zaprezentowano dane dotyczące produkcji energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto w Polsce. Zgodnie z uzyskanymi wynikami prognoz, przewiduje się wzrost krajowej produkcji energii elektrycznej z poziomu 158,2 TWh w 2020 r. do 196 TWh w 2030 r. oraz do 249 TWh w 2040 r. Procentowy wzrost w okresie 2020-2030 wynosi 24% natomiast do 2040 r. 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 odnawialny, w tym pochodzenia niebiologicznego. W sektorze elektroenergetycznym w przyszłości, to przede wszystkim źródło elastyczności w systemach z dużym udziałem źródeł OZE. Biometan i wodór odnawialny stanowią alternatywę dla wielkoskalowego i długoterminowego magazynowania energii w celu zrównoważenia sezonowych zmian zapotrzebowania na energię elektryczną. W tym aspekcie przewyższają one techniczne możliwości magazynowania oferowane przez systemy bateryjne, które zazwyczaj operują w krótkich, kilkugodzinowych cyklach. W analizie założono, że część produkowanego biometanu i wodoru będzie kierowana do sektorów transportu, przemysłu i ciepłownictwa, natomiast pozostała część będzie spalana w turbinach gazowych i jednostkach CCGT odpowiednio przystosowanych do tego celu

(założono w analizie, że nowobudowane jednostki gazowe będą przystosowane do współspalania wodoru w przyszłości).

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

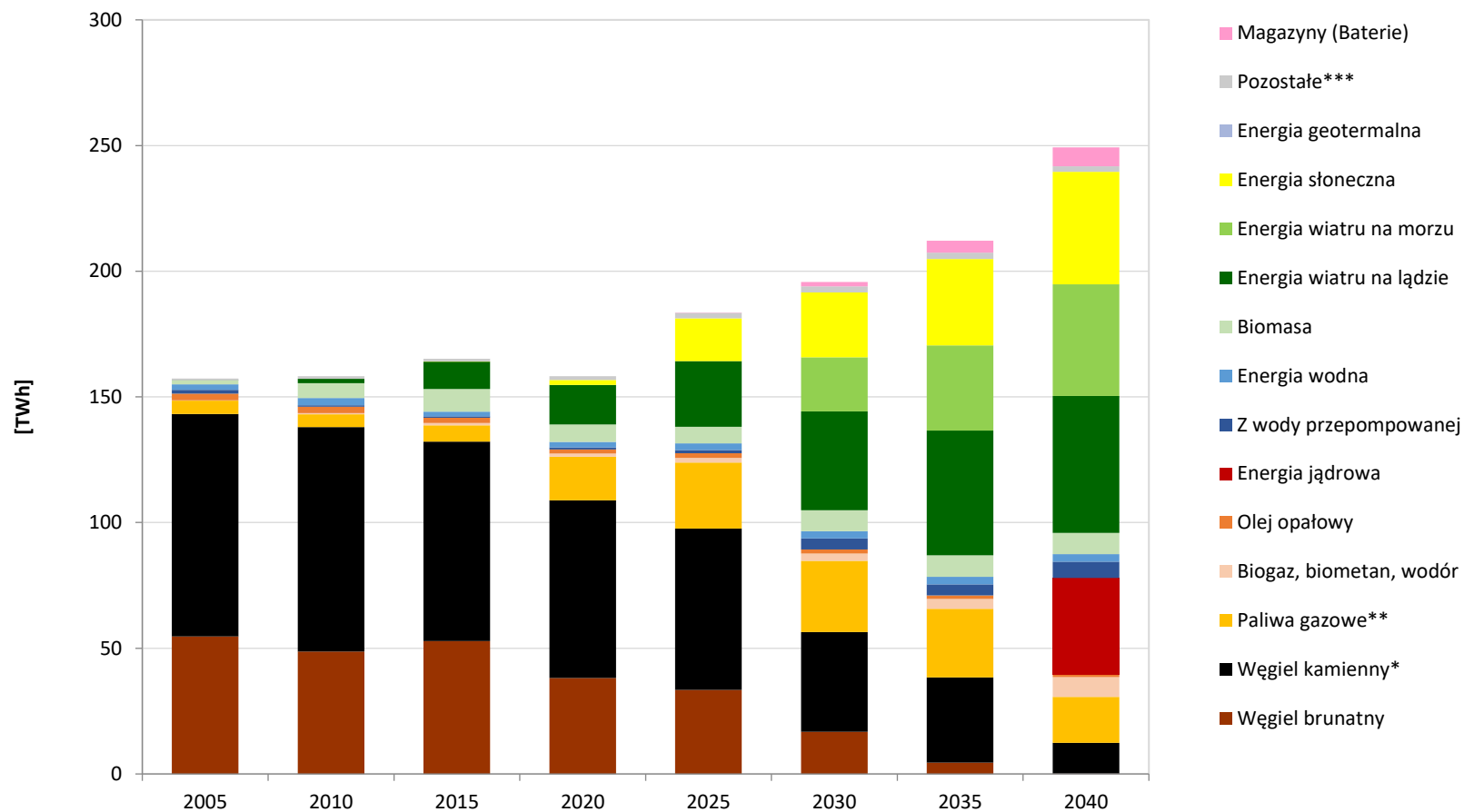
|                                    | 2005         | 2010         | 2015         | 2020         | 2025         | 2030         | 2035         | 2040         |
|------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|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

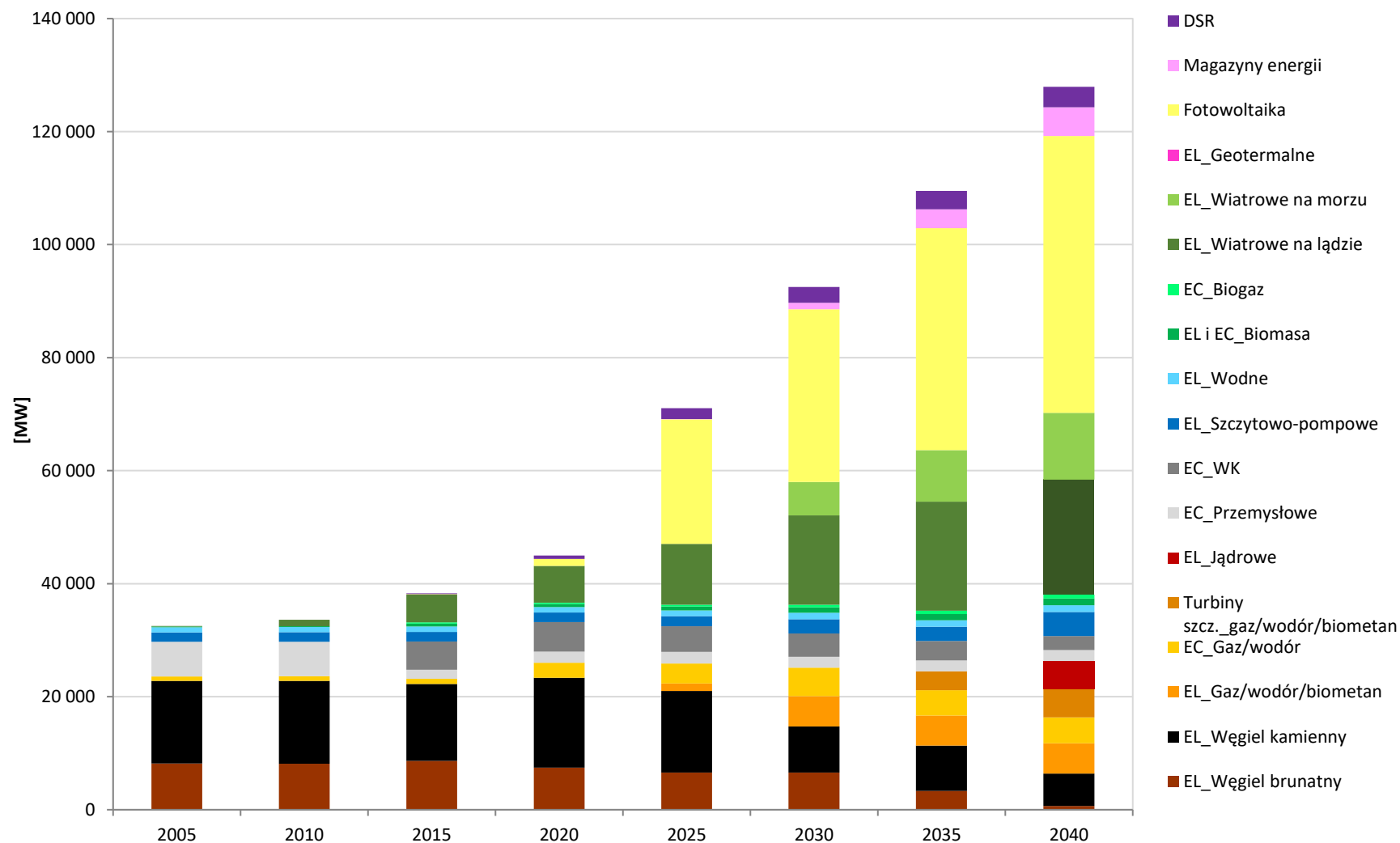
Tabela 3.14. Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii (scenariusz WEM) [MW]

<sup>21</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 odnawialny            | 0             | 0             | 0             | 0             | 1 332         | 5 333         | 5 333          | 5 333          |
| EL_Jądrowe                         | 0             | 0             | 0             | 0             | 0             | 0             | 0              | 4 920          |
| EL_Wodne                           | 914           | 935           | 964           | 987           | 1 008         | 1 118         | 1 148          | 1 178          |
| EL_Szczytowo-pompowe               | 1 679         | 1 679         | 1 705         | 1 705         | 1 767         | 2 510         | 2 510          | 4 240          |
| EC_Przemysłowe                     | 6 140         | 6 126         | 1 605         | 1 945         | 2 034         | 1 899         | 1 890          | 1 924          |
| EC_WK                              |               |               | 4 968         | 5 226         | 4 578         | 4 149         | 3 454          | 2 513          |
| EC_Gaz/wodór odnawialny            | 760           | 807           | 928           | 2 688         | 3 515         | 5 071         | 4 492          | 4 586          |
| EL i EC_Biomasa                    | 102           | 140           | 513           | 534           | 669           | 983           | 1 116          | 1 195          |
| EC_Biogaz                          |               |               | 216           | 241           | 335           | 474           | 604            | 680            |
| BECCS                              | 0             | 0             | 0             | 0             | 0             | 0             | 0              | 0              |
| EL_Wiatrowe na lądzie              | 121           | 1 108         | 4 886         | 6 499         | 10 796        | 15 785        | 19 258         | 20 383         |
| EL_Wiatrowe na morzu               | 0             | 0             | 0             | 0             | 0             | 5 927         | 9 133          | 11 823         |
| EL_Geotermalne                     | 0             | 0             | 0             | 0             | 0             | 0             | 0              | 0              |
| Fotowoltaika                       | 0             | 0             | 108           | 1 229         | 22 026        | 30 536        | 39 261         | 48 953         |
| Turbiny szcz._gaz/wodór odnawialny | 0             | 0             | 0             | 0             | 0             | 0             | 3 351          | 5 070          |
| Magazyny energii                   | 0             | 0             | 0             | 0             | 50            | 1 150         | 3 355          | 5 100          |
| DSR                                | 0             | 0             | 150           | 615           | 1 908         | 2 810         | 3 265          | 3 625          |
| <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 przesuwника fazowego;
- 2-torowa linia 400 kV Mikułowa – Hagenwerder, z wykorzystaniem przesuwника 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).

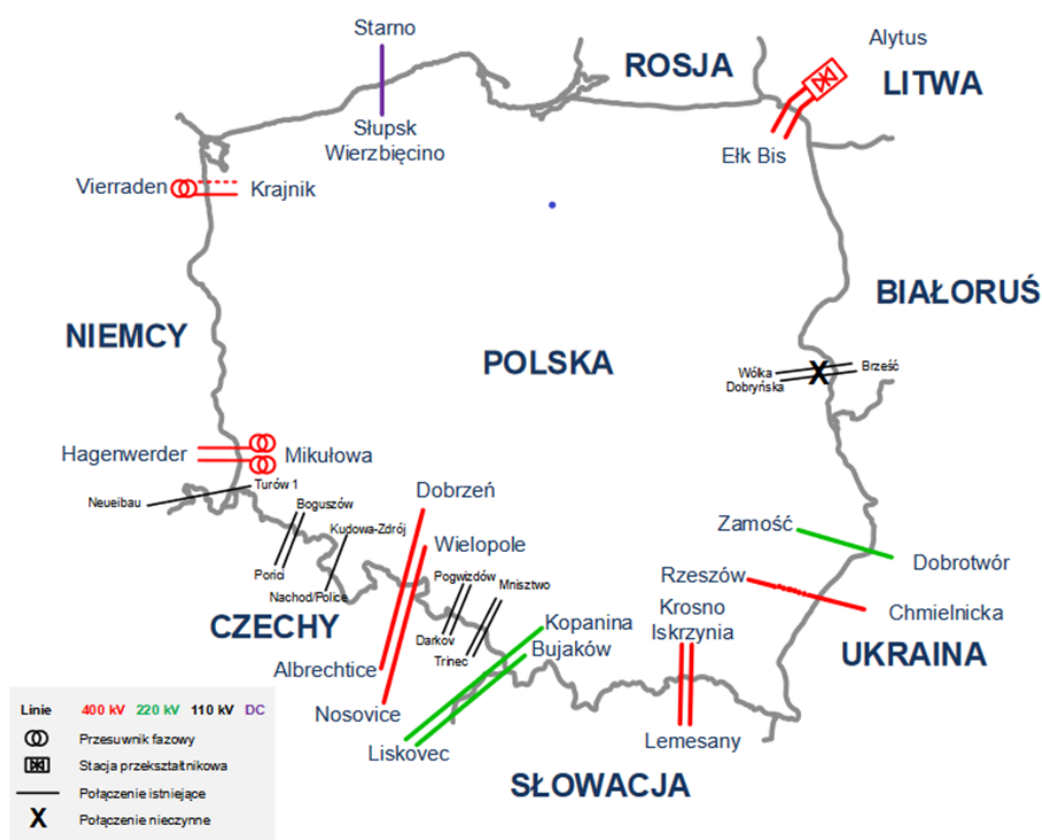
Tabela 4.1. Charakterystyka polskich połączeń transgranicznych systemu elektroenergetycznego

| 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).

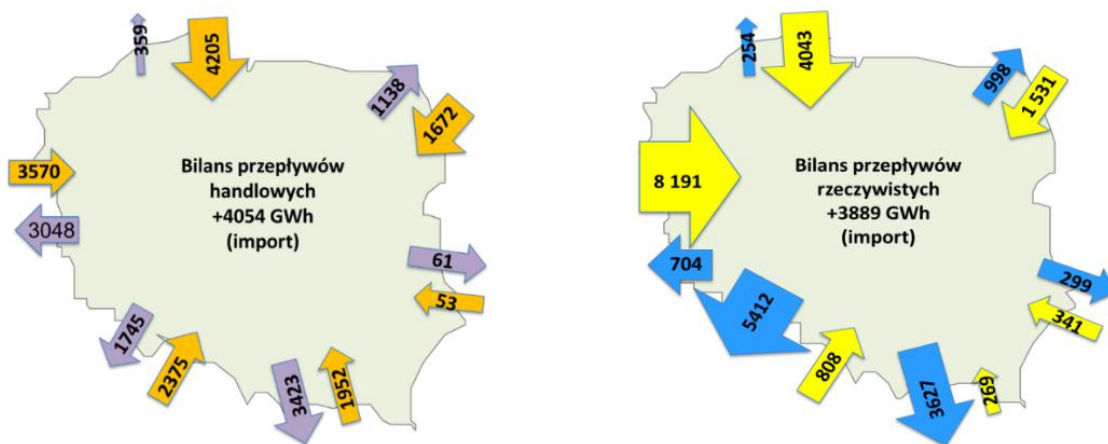


Źródło: PSE S.A.

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>22</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>22</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>23</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>23</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 2025 r. wynosiła 14 380 MW w sezonie zimowym i 13 297 MW w sezonie letnim.

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

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

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



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

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

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

\*sezon zimowy/sezon letni

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

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

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



Tabela 4.4. Poziom połączeń międzysystemowych

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

Źródło: Prognozy ARE S.A. i PSE S.A.

## 4.1.2. Gaz ziemny

### Obecny poziom połączeń transgranicznych i główne połączenia międzysystemowe

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

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

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

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

#### 1. Przywozem paliwa gazowego<sup>24</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>25</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 Lwówku),
  - 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.

<sup>24</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

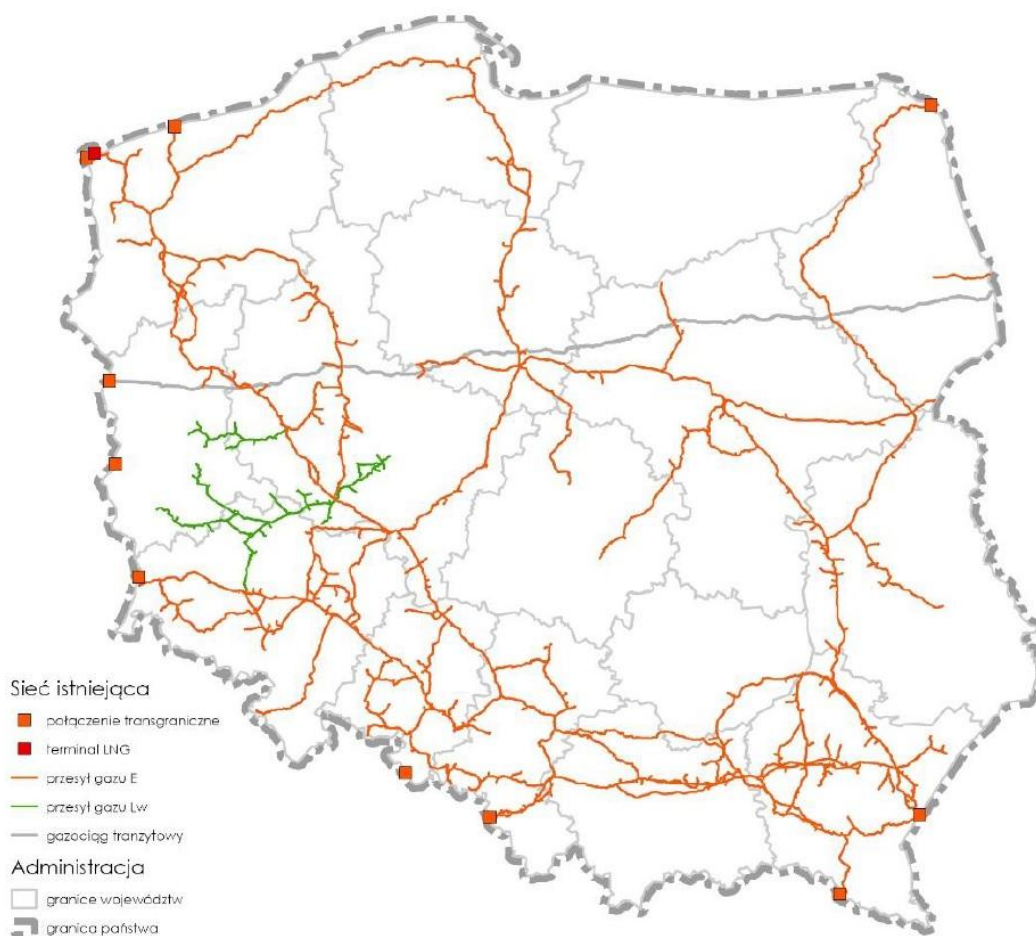
<sup>25</sup> W 2016 r. punkty na połączeniu sieci ONTRAS (Niemcy) i GAZ-SYSTEM (Polska) Gubin, Kamminke oraz Lasów zostały połączone w punkt Grid Connection Point GAZ-SYSTEM/ONTRAS (GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS)

## 2. Źródłami krajowymi:

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

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

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



Rysunek 4.3. Krajowy system przesyłowy gazu

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

Obecnie PMG pozwalają zmagazynować łącznie ponad 3,3 mld m<sup>3</sup>. Po zakończeniu rozbudowy największego magazynu gazu w Polsce (PMG Wierzbowice), 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.                             | 8,3                      | 23,6                  | 263,95   |
| Punkt wyjścia           | Operator                                    | mld m <sup>3</sup> /rok  | mln m <sup>3</sup> /d | GWh/d    |
| Faxe                    | Energinet / GAZ-SYSTEM                      | 3                        | 8,2                   | 93,5     |
| Santaka                 | AB Amber Grid / GAZ-SYSTEM                  | 2,4                      | 6,6                   | 72,1     |
| Vyrava                  | Eustream a.s. / GAZ-SYSTEM                  | 4,7                      | 12,9                  | 145,7    |
| GCP GAZ-SYSTEM / ONTRAS | ONTRAS / GAZ-SYSTEM                         | 0,003                    | 0,008                 | 0,08     |

| Punkt wejścia         | Operator                  | Przepustowość techniczna |                       |            |
|-----------------------|---------------------------|--------------------------|-----------------------|------------|
|                       |                           | mld m <sup>3</sup> /rok  | mln m <sup>3</sup> /d | GWh/d      |
| GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO | GAZ-SYSTEM/UA TSO)        | 2,6 - 4                  | 7,2-11                | 81,3-124,3 |
| Cieszyn               | NET4GAS / GAZ-SYSTEM S.A. | 0,35                     | 0,96                  | 10,8       |

Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A.

### Terminal LNG w Świnoujściu

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

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

Drugi etap rozbudowy terminalu miał 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. Proces rozbudowy został zakończony w grudniu 2024 r. Rozbudowane zdolności terminalu zostały przekazane do użytkowania 1 stycznia 2025 r.

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

- Qatar Liquefied Gas Company – z dnia 29 czerwca 2009 r. oraz z dnia 14 marca 2017 r. na dostawy 2 mln ton LNG rocznie, obowiązującego do 2034 r.;
- Cheniere Marketing International LLP z dnia 8 listopada 2018 r. na dostawy 1,45 mln ton LNG rocznie na okres od 2023 r. do 2042 r. i ok. 0,5 mln ton łącznie w latach 2019-2022;
- Venture Global Calcasieu Pass LLC z dnia 28 września 2018 r., na dostawy 1 mln ton LNG rocznie przez okres 20 lat od 2023 r. Dodatkowo na mocy zawartego w dniu 2 września 2021 r. aneksu dostawy LNG zwiększone zostały o 0,5 mln ton do poziomu 1,5 mln ton LNG rocznie;

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

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

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

### Polska – Dania (Baltic Pipe)

To strategiczny projekt infrastrukturalny, którego celem było utworzenie nowego korytarza dostaw paliw gazowych na europejskim rynku. Umożliwia on przesyłanie paliwa gazowego bezpośrednio ze złóż zlokalizowanych w Norwegii na rynki w Danii i w Polsce, a także pośrednio do odbiorców w sąsiednich krajach. Projekt Baltic Pipe umożliwia także dostawy paliw gazowych z Polski na rynek duński i szwedzki. Dywersyfikacja dostaw poprzez umożliwienie dostępu do jego bezpośrednich źródeł w istotny sposób wpływa na poprawę bezpieczeństwa energetycznego całego regionu. Przesył gazociągiem Baltic Pipe uruchomiony został 1 października 2022 r. Gazociągi i tłocznia 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>26</sup>.

### **Plany rozbudowy połączeń międzysystemowych**

#### **FSRU w Zatoce Gdańskiej**

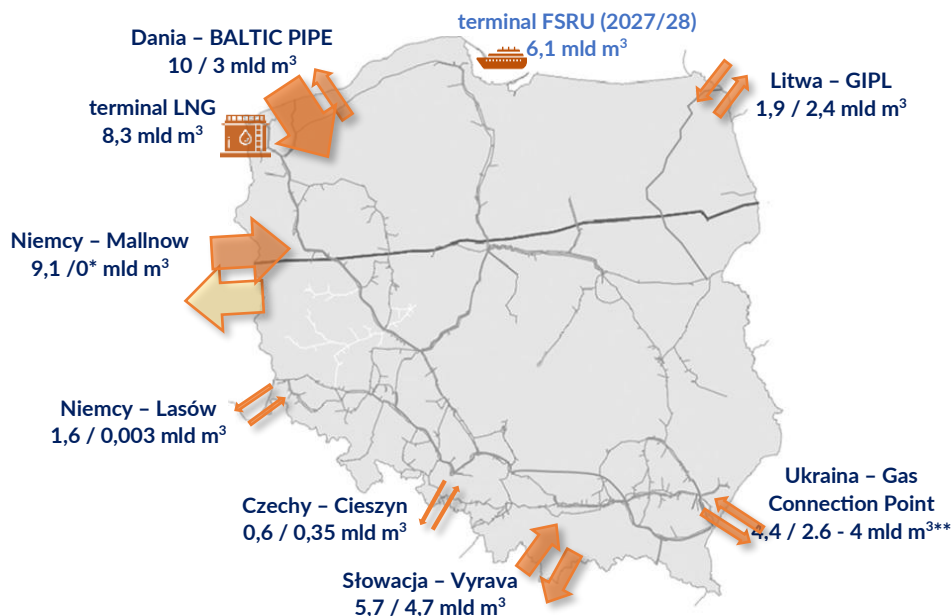
Terminal FSRU (ang. Floating Storage Regasification Unit) w Zatoce Gdańskiej jest jednym ze strategicznych projektów energetycznych Polski. Celem inwestycji jest stworzenie nowej infrastruktury, która umożliwi odbiór skroplonego gazu ziemnego (ang. liquefied natural gas – LNG) dostarczanego drogą morską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

Komisja Europejska przyznała projektowi dofinansowanie bezzwrotne w ramach instrumentu „Łącząc Europę” (ang. Connecting Europe Facility – CEF). Terminal FSRU przystosowany będzie do prowadzenia procesu regazyfikacji na poziomie 6,1 mld 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.

<sup>26</sup> Krajowy dziesięcioletni plan rozwoju systemu przesyłowego na lata 2024-2033, GAZ-SYSTEM S.A.

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

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



Liczba z lewej – import, liczba z prawej – eksport

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

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

Rysunek 4.5. Połączenie międzysystemowe sieci gazowej

Opracowanie własne ME.

### Rozwój połączeń transgranicznych – prognoza

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

Tabela 4.6 Prognoza parametrów transgranicznych punktów wejścia do systemu przesyłowego gazowego

| Punkt graniczny                            | Połączenie          | 2015                                                                             |                                                     | 2020                                                                             |                                                     | 2025                                                                             |                                                     | 2030                                                                             |                                                     | 2035                                                                             |                                                     | 2040                                                                             |                                                     |
|--------------------------------------------|---------------------|----------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
|                                            |                     | Zdolność przesyłowa roczna<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 2024 r.):

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

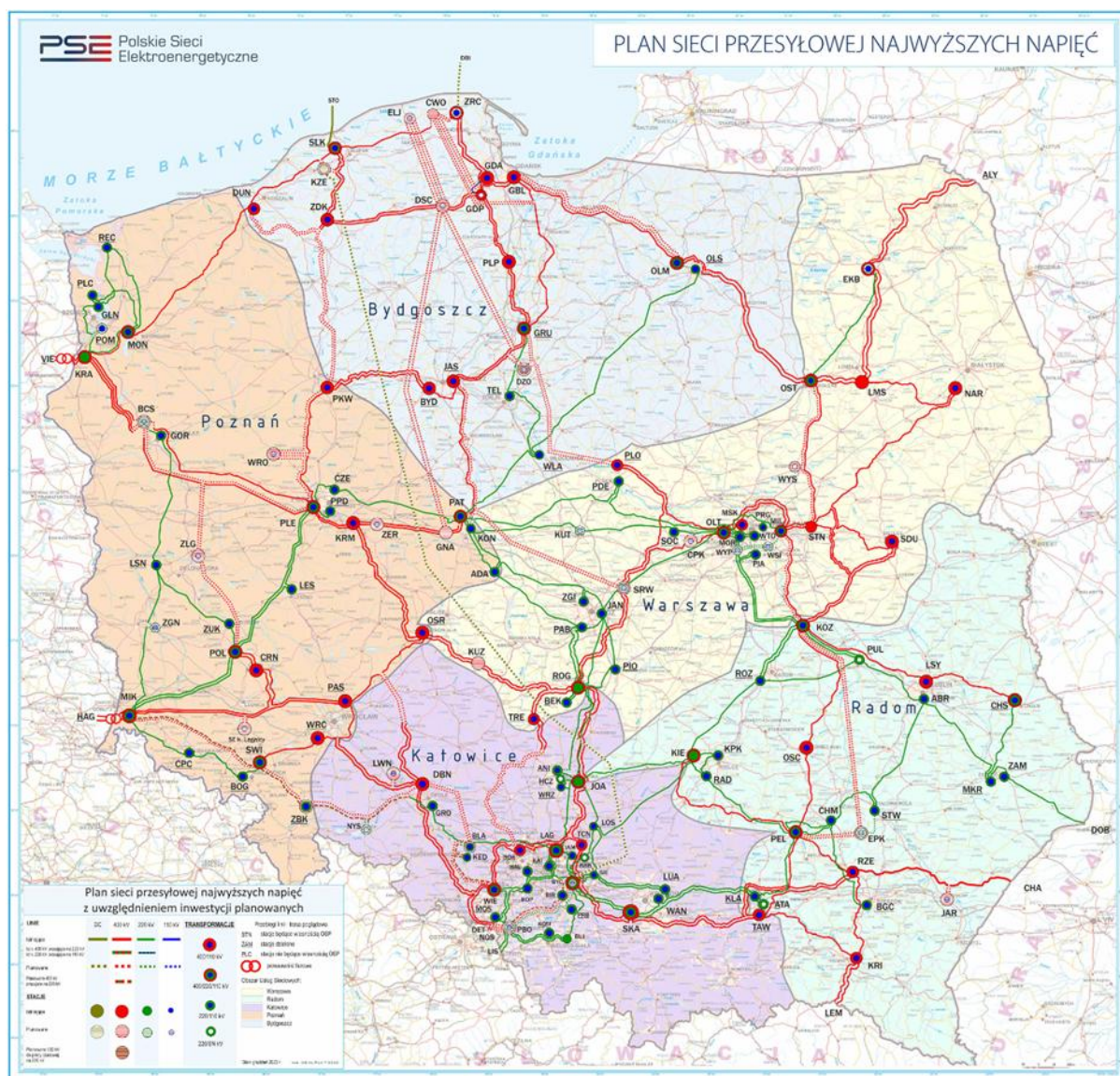
Charakterystykę głównych pozycji infrastruktury technicznej krajowego podsektora przesyłu oraz dystrybucji energii elektrycznej przedstawiono w tabeli (Tabela 4.7). Aktualny schemat sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć, przedstawia rysunek poniżej (Rysunek 4.6).

Tabela 4.7. Charakterystyka krajowych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych

| Wyszczególnienie                                           | Jednostka miary | 2005    | 2010    | 2015    | 2020    | 2022    |
|------------------------------------------------------------|-----------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| <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]

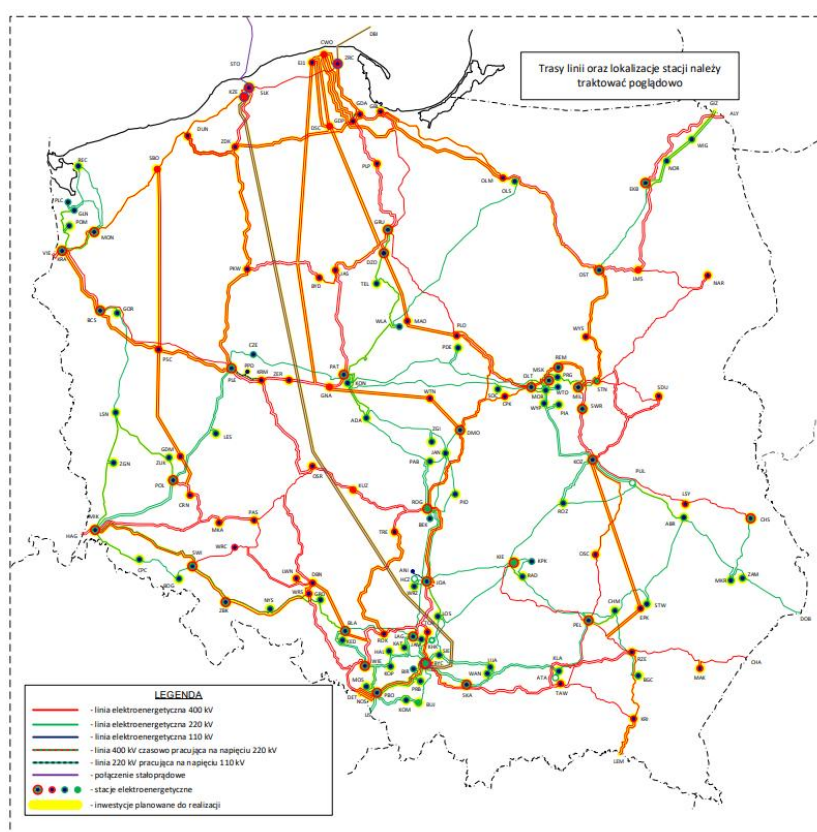
| Nakłady inwestycyjne | 2005  | 2010  | 2015    | 2020    | 2022    |
|----------------------|-------|-------|---------|---------|---------|
| OSP                  | 481,9 | 492,6 | 1 536,1 | 1 109,6 | 1 269,5 |

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 12,8 tys. km. W systemie przesyłowym operowało 66 punktów wejścia – zarówno importowych jak i eksportowych, (punkty dostaw gazu z kopalń lub tłoczni gazu) oraz 880 punktów wyjścia z systemu (głównie połączenia z systemami dystrybucyjnymi i punktami odbioru gazu przez odbiorców końcowych).

Tabela 4.9. Charakterystyka techniczna Krajowego Systemu Przesyłowego

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

Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A.

System przesyłowy składa się z dwóch współpracujących ze sobą systemów:

- Systemu Gazociągów Tranzytowych,

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

System przesyłowy zasilany jest w gaz z następujących Punktów Wejścia:

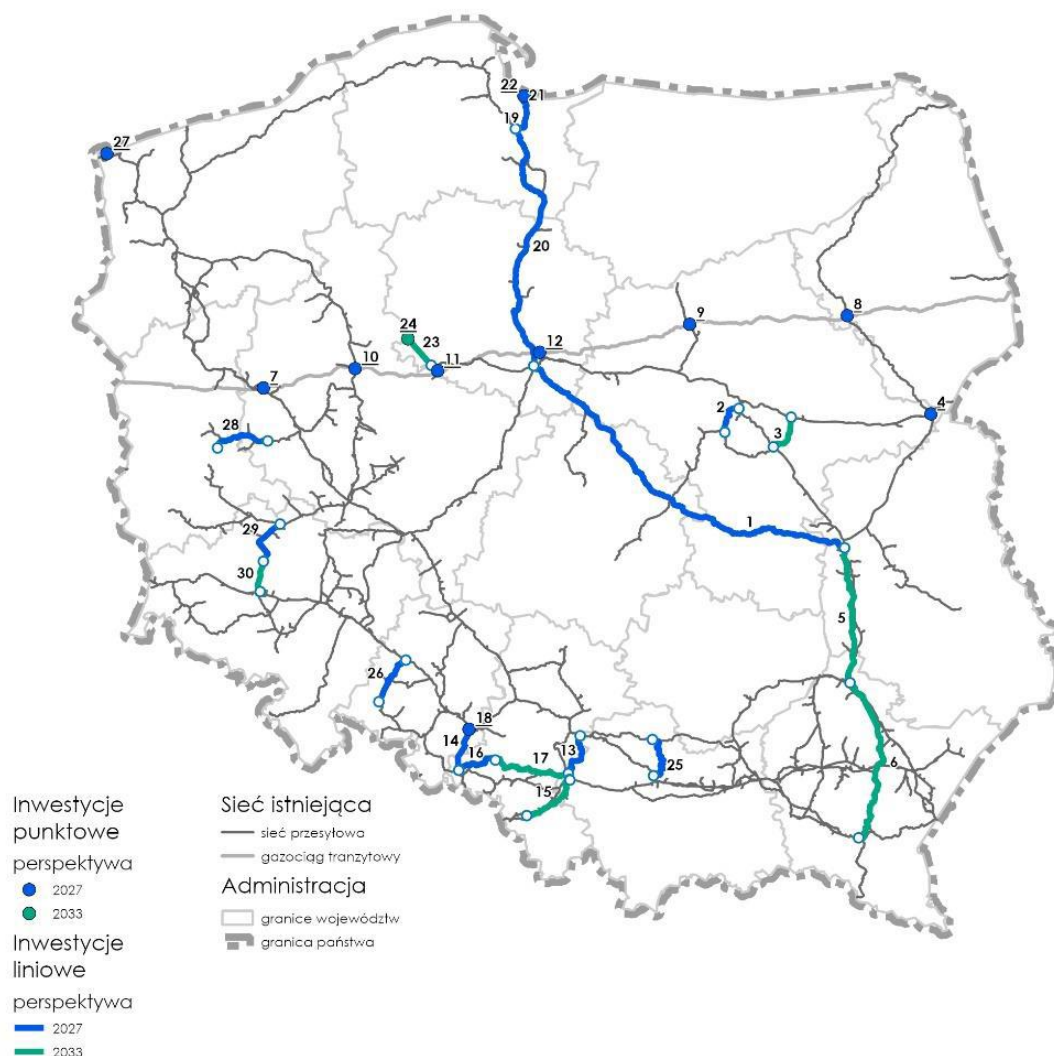
- 1) Punkty wejścia związane z importem gazu:
  - a) Granica wschodnia:
    - i) GCP GAZ-SYSTEM / UA TSO – granica polsko-ukraińska (Hermanowice PL / Drozdowicze UA);
  - b) Granica zachodnia:
    - i) Lasów – granica polsko-niemiecka,
    - ii) Mallnow – granica polsko-niemiecka (punkt wejścia / wyjścia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

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



## Plany rozbudowy gazowej infrastruktury przesyłowej

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



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

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

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

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



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

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

### 4.2.3. Ropa naftowa i paliwa ciekłe

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

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

Krajowe pojemności magazynowe na ropę naftową i paliwa wynoszą około 15 mln 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.



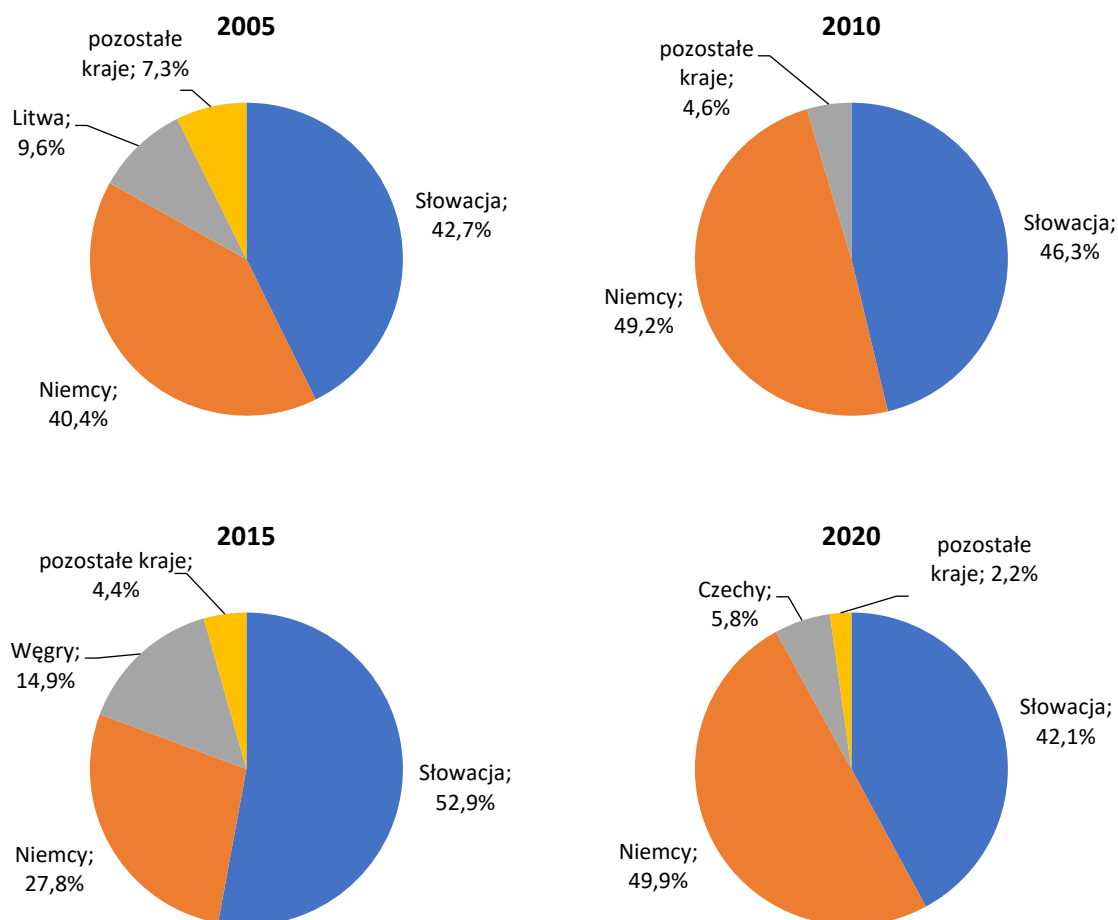
Źródło: PERN S.A.

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

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

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

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



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

Źródło: baza danych ARE S.A.

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

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

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

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

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

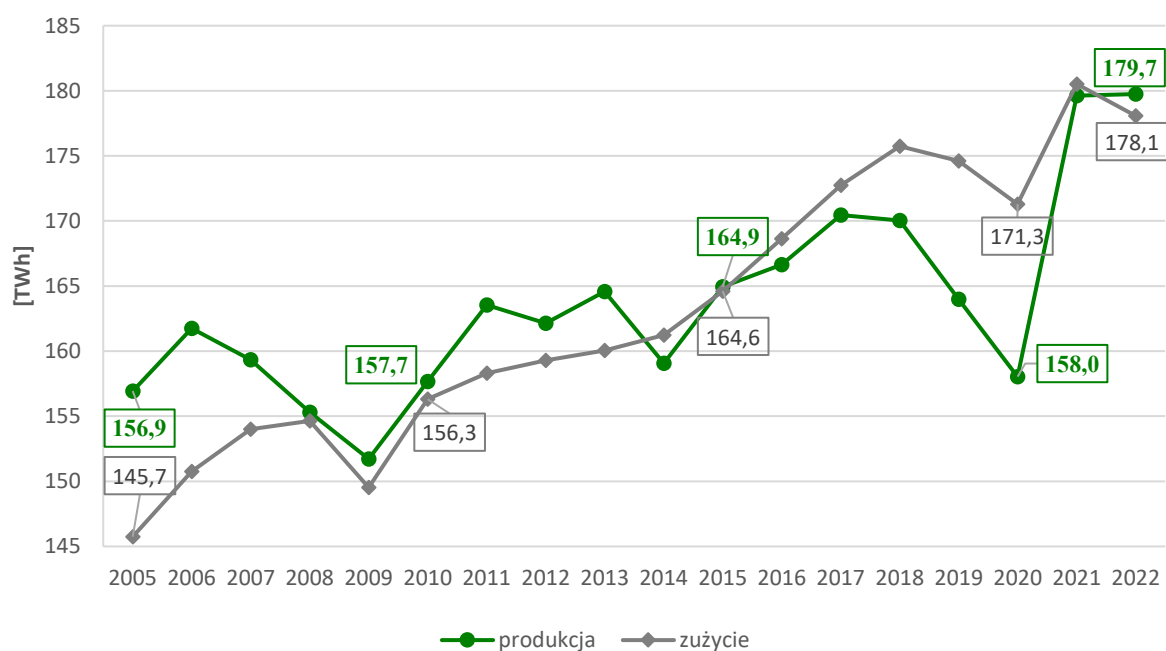
Zauważalna jest również obecność stacji franczyzowych, która wynika z faktu, że wielu prywatnych przedsiębiorców podejmuje współpracę z partnerem posiadającym silną markę oraz stabilną pozycję rynkową.

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

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

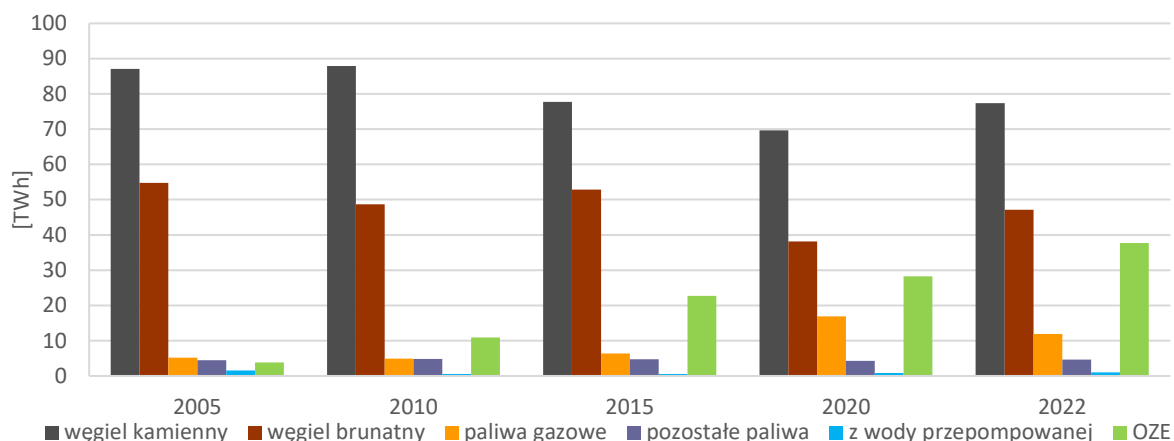
### 4.3.1. Obecna sytuacja na rynku energii elektrycznej

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



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

Źródło: ARE SA



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

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

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

Rynek gazu w Polsce działa na dwóch poziomach:

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

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

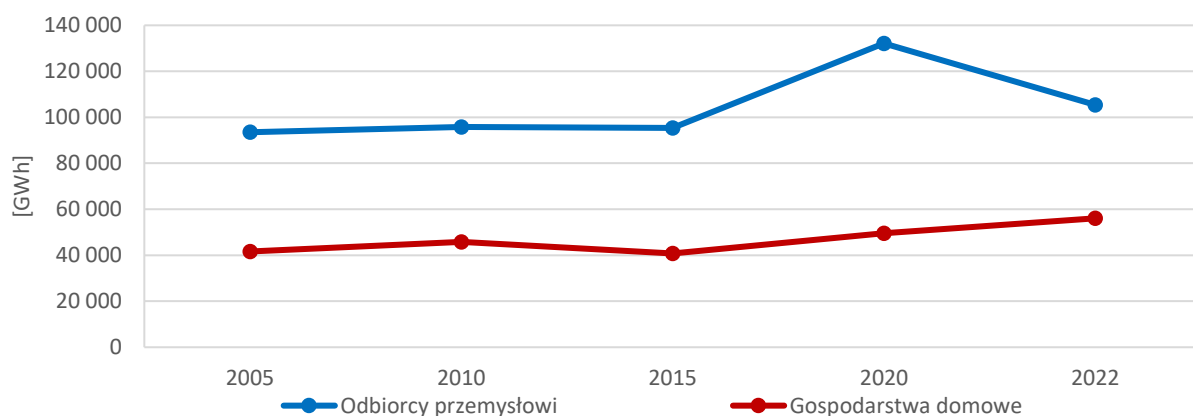
Tabela 4.13).



Tabela 4.13. Sprzedaż gazu ziemnego (GWh)

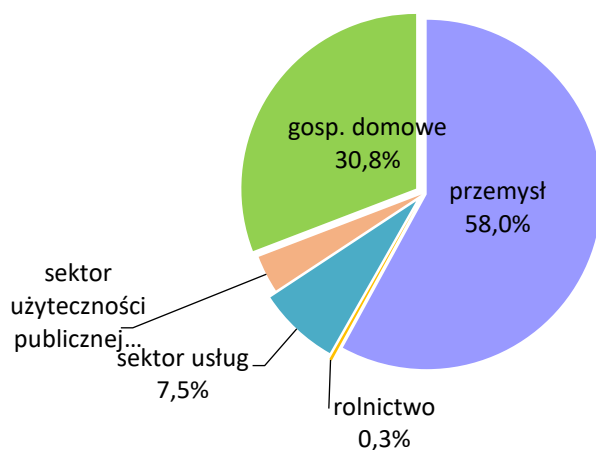
|                      | 2005    | 2010    | 2015    | 2020    | 2022    |
|----------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Sprzedaż ogółem      | 153 200 | 157 211 | 150 192 | 197 120 | 181 905 |
| Odbiorcy przemysłowi | 93 504  | 95 816  | 95 390  | 132 138 | 105 451 |
|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

Źródło: ARE S.A.



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

Źródło: ARE S.A.



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

Źródło: ARE S.A.

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

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



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

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

Źródło: ARE S.A.

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

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

Tabela 4.15. Składniki cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych

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

\* Ceny netto, bez podatku VAT

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

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

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

Źródło: ARE S.A.

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

Tabela 4.16. Jednostkowe koszty energii elektrycznej sprzedanej

| Wyszczególnienie                       |                                                   | 2010    | 2015  | 2020  | 2022  |
|----------------------------------------|---------------------------------------------------|---------|-------|-------|-------|
|                                        |                                                   | PLN/MWh |       |       |       |
| koszty energii elektrycznej sprzedanej |                                                   | 178,0   | 268,5 | 336,2 | 572,8 |
| w tym:                                 | paliwo produkcyjne                                | 105,7   | 97,3  | 101,3 | 183,7 |
|                                        | koszty zakupu uprawnień do emisji CO <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 | 14,5             | 14,5            | 2,4               | 24,7         | 23,3                         | 79,4                   |
| 2025 | 27,7             | 16,0            | 2,5               | 39,4         | 54,4                         | 139,9                  |
| 2030 | 46,1             | 21,7            | 2,2               | 26,8         | 47,1                         | 143,9                  |
| 2035 | 53,4             | 22,7            | 1,8               | 23,9         | 37,3                         | 139,0                  |
| 2040 | 62,9             | 23,4            | 1,4               | 18,9         | 29,5                         | 136,1                  |

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.

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

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

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

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.

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

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

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

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 odnawialny                      | 2,5        | 6,1        | 2,4        | 1,6        | 12,6       |
| Jądrowe                                          | 0,0        | 0,0        | 0,0        | 41,4       | 41,4       |
| Źródła odnawialne                                | 27,5       | 39,7       | 26,9       | 25,1       | 119,2      |
| - Wodne (bez pomp.)                              | 0,1        | 0,5        | 0,1        | 0,1        | 0,8        |
| - Wiatrowe                                       | 7,7        | 29,8       | 18,4       | 16,8       | 72,6       |
| - Fotowoltaiczne                                 | 18,8       | 7,7        | 7,0        | 6,7        | 40,2       |
| - Biomasa                                        | 0,5        | 1,2        | 0,7        | 0,7        | 3,1        |
| - Biogaz                                         | 0,5        | 0,6        | 0,7        | 0,7        | 2,5        |
| - Geotermalne                                    | 0,0        | 0,0        | 0,0        | 0,0        | 0,0        |
| Inne paliwa                                      | 0,6        | 0,4        | 0,2        | 0,4        | 1,6        |
| Magazyny energii, elektrolizery                  | 0,1        | 3,5        | 3,0        | 5,8        | 12,4       |
| <b>Inwestycje w ciepłownie** [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 odnawialny                                                   | 2,8         | 6,7         | 2,6         | 1,7         | 13,8         |
| Jądrowe                                                                       | 0,0         | 0,0         | 0,0         | 50,1        | 50,1         |
| Źródła odnawialne                                                             | 29,7        | 43,8        | 29,5        | 27,6        | 130,6        |
| - Wodne (bez pomp.)                                                           | 0,1         | 0,5         | 0,1         | 0,1         | 0,8          |
| - Wiatrowe                                                                    | 8,5         | 33,0        | 20,4        | 18,6        | 80,6         |
| - Fotowoltaiczne                                                              | 19,9        | 8,2         | 7,3         | 7,1         | 42,5         |
| - Biomasa                                                                     | 0,6         | 1,3         | 0,8         | 0,8         | 3,6          |
| - Biogaz                                                                      | 0,5         | 0,7         | 0,8         | 0,8         | 2,9          |
| - Geotermalne                                                                 | 0,0         | 0,0         | 0,0         | 0,0         | 0,0          |
| Inne paliwa                                                                   | 0,6         | 0,4         | 0,2         | 0,4         | 1,6          |
| Magazyny energii, elektrolizery                                               | 0,1         | 3,6         | 3,1         | 6,1         | 13,0         |
| <b>Inwestycje w ciepłownie [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              | 2 259,96                             | 461,0              |

Źródło: Lista Projektów Strategicznych dla infrastruktury energetycznej w ramach POLiŚ 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.

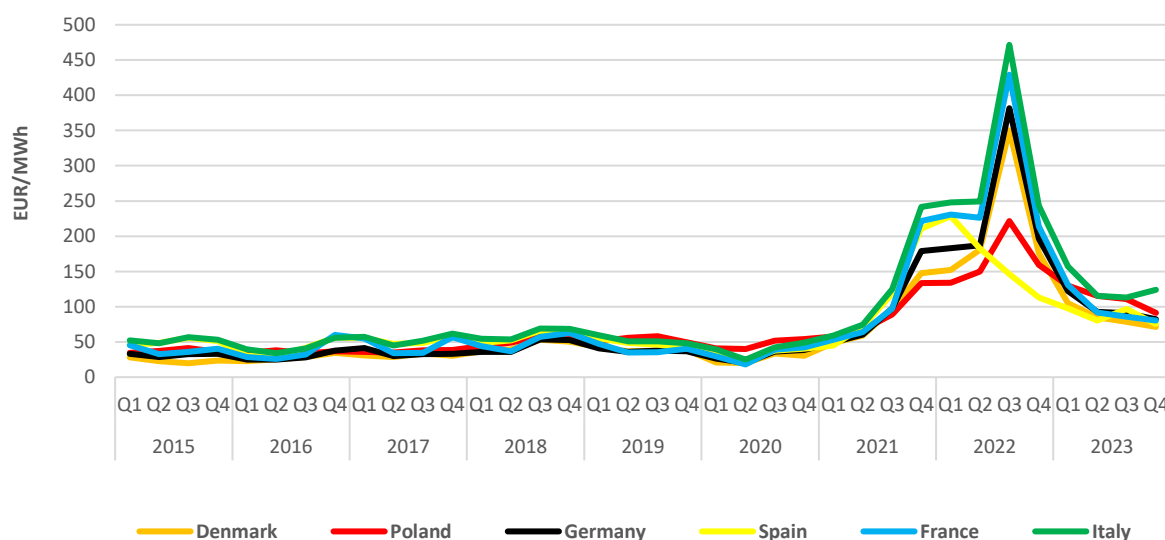
Tabela 5.1. Nakłady na badania i rozwój w poszczególnych sektorach technologii ograniczających emisje (mln EUR'2024)

|                                                       | 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

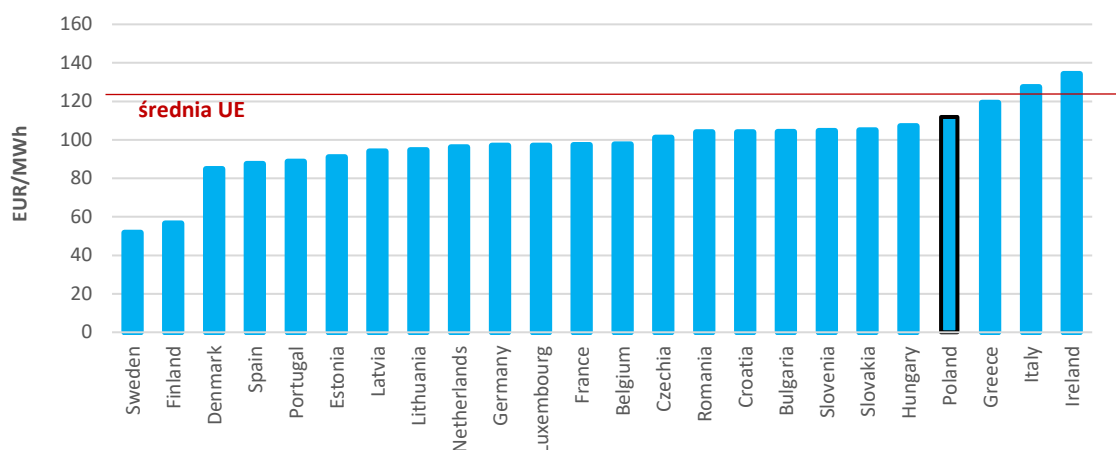
## 5.2. Obecne ceny hurtowe i detaliczne energii elektrycznej na tle państw regionu i średniej UE

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

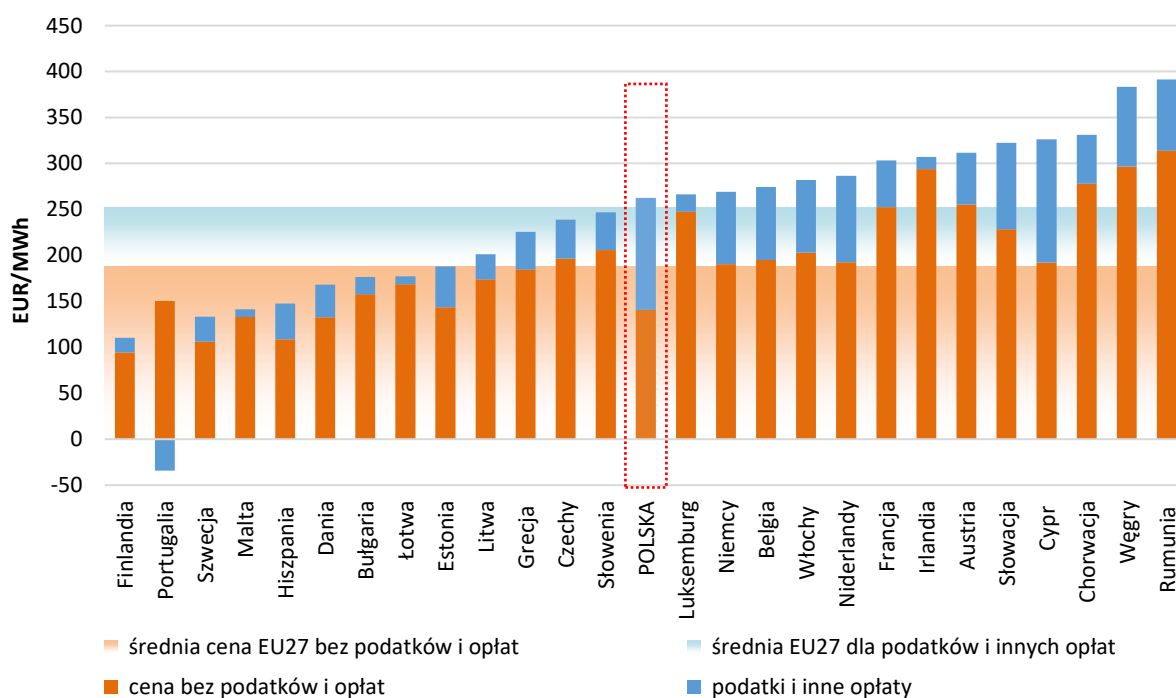
Źródło: Ember, ENTSO-e



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

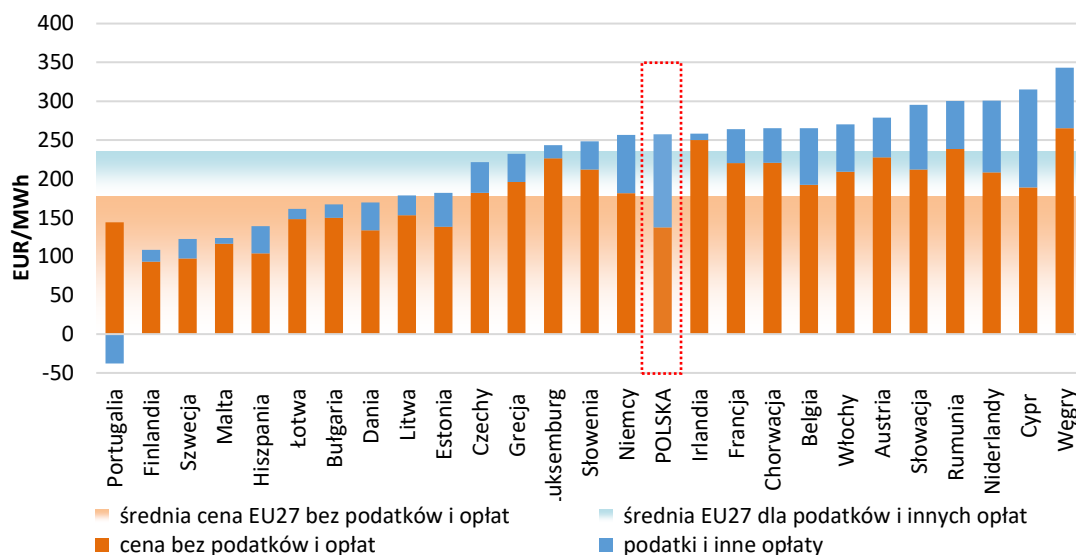
Źródło: Ember, ENTSO-e

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.



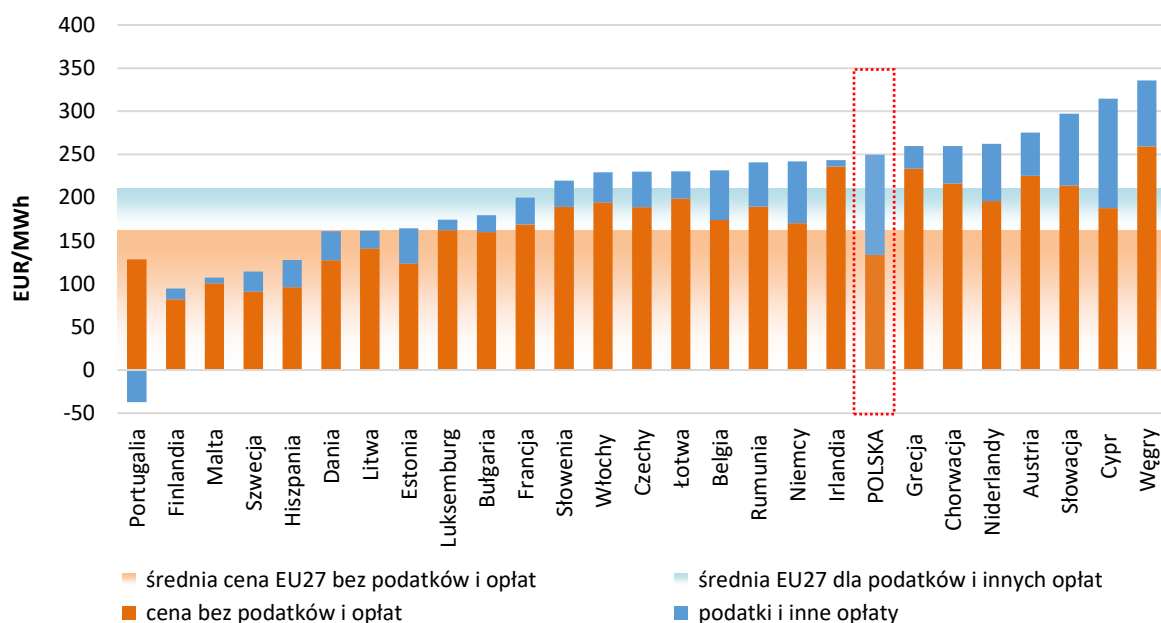
Rysunek 5.3. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych za I półrocze 2023 r. - kategoria IC (500 – 1 999 MWh)

Źródło: Eurostat



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

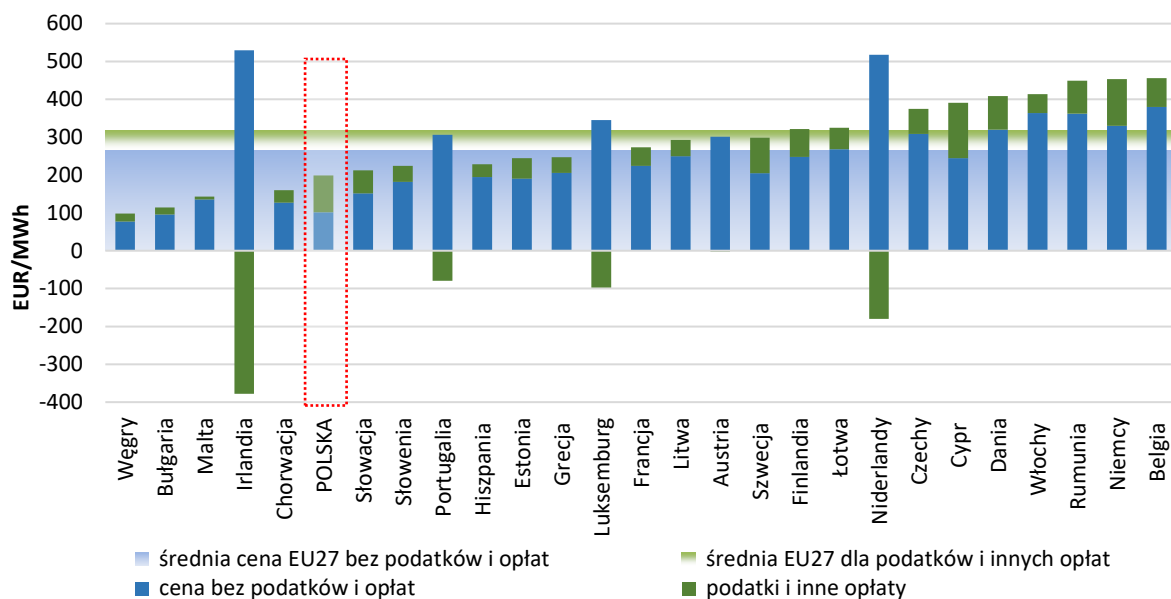
Źródło: Eurostat



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

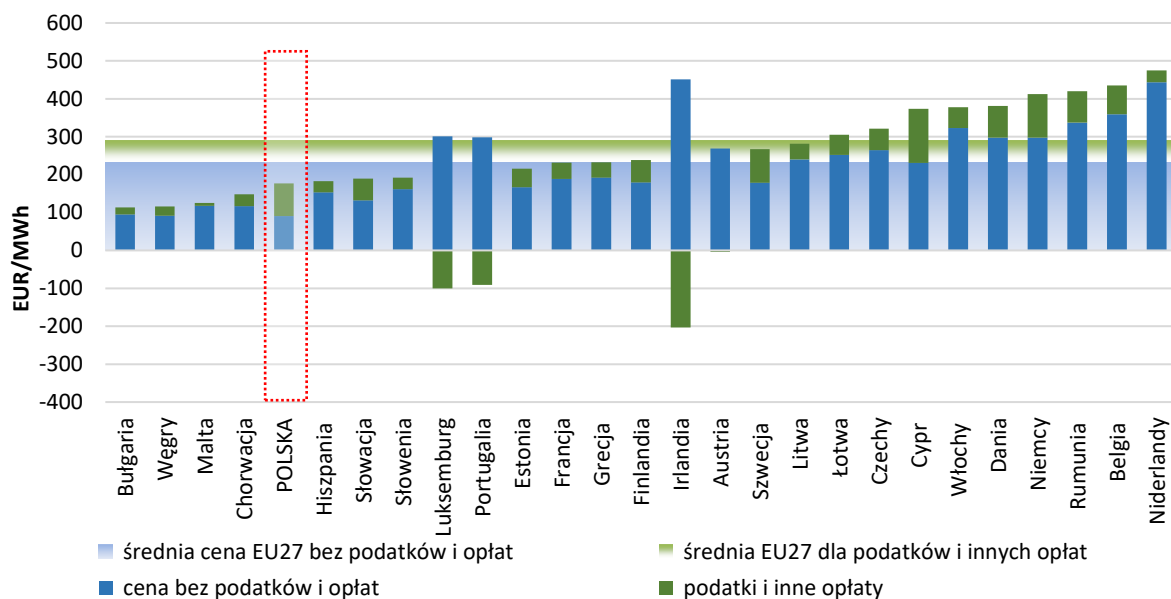
Źródło: Eurostat

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.



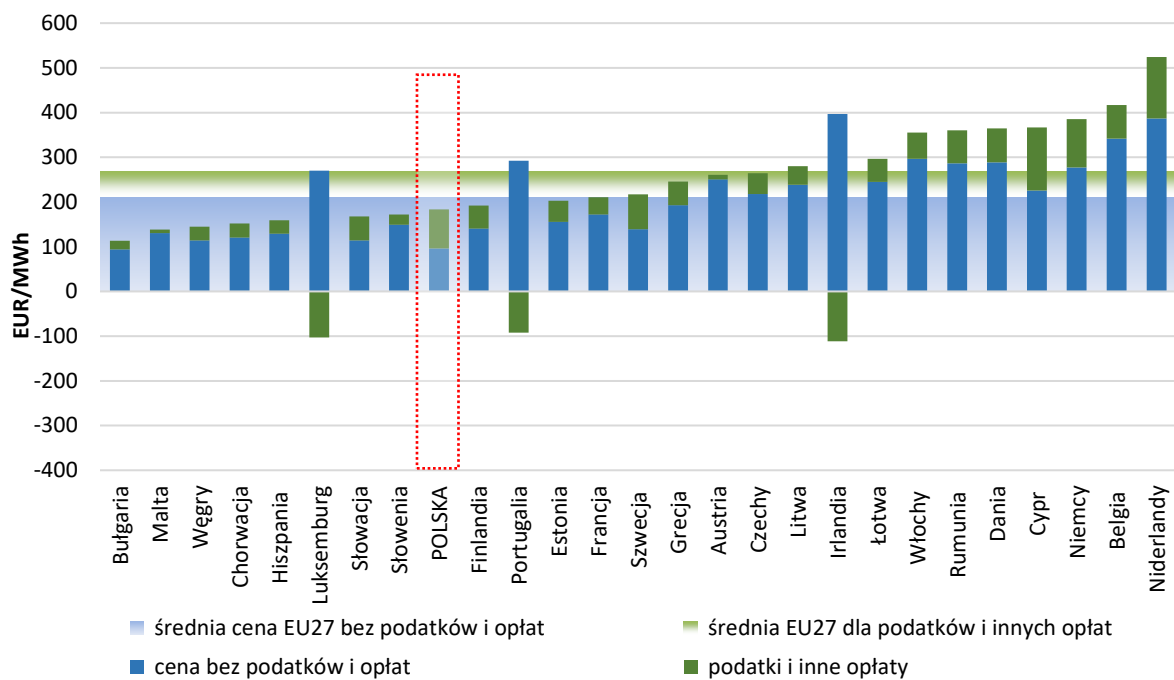
Rysunek 5.6. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych za I półrocze 2023 r.- kategoria DB (1 000 – 2 499 kWh)

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

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

**rozporządzenie ws. ram certyfikacji pochłaniania 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

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

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

|                    |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
|--------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <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 (przeliczonymi 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 .....                                                                                                                                         | 17 |
| Tabela 1.11. Prognozowane emisje CH <sub>4</sub> .....                                                                                                                                          | 18 |
| Tabela 1.12. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w podziale na ETS i non-ETS.....                                                                                                             | 19 |
| Tabela 1.13. Projekcje emisji dwutlenku siarki, według sektorów (kategorii NFR).....                                                                                                            | 20 |
| Tabela 1.14. Projekcje emisji tlenków azotu, według sektorów (kategorii NFR).....                                                                                                               | 21 |
| Tabela 1.15. Projekcje emisji NMLZO, według sektorów (kategorii NFR).....                                                                                                                       | 22 |
| Tabela 1.16. Projekcje emisji amoniaku, według sektorów (kategorii NFR) .....                                                                                                                   | 23 |
| Tabela 1.17. Projekcje emisji pyłu PM <sub>2,5</sub> , według sektorów (kategorii NFR).....                                                                                                     | 24 |
| Tabela 1.18. Prognozowana redukcja emisji zanieczyszczeń powietrza w latach 2025-2050 w stosunku do celów określonych w dyrektywie NEC .....                                                    | 25 |
| Tabela 1.19. Sektorowe i całkowite zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych.....                                                                                                  | 32 |
| Tabela 1.20. Sektor elektroenergetyczny .....                                                                                                                                                   | 32 |
| Tabela 1.21. Sektor ciepłownictwa i chłodnictwa .....                                                                                                                                           | 33 |
| Tabela 1.22. Sektor transportu .....                                                                                                                                                            | 34 |
| Tabela 1.23. Wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w budynkach [GWh].....                                                                                              | 35 |
| Tabela 1.24. Wytwarzanie ciepła z odnawialnych źródeł energii w budynkach [ktoe].....                                                                                                           | 36 |
| Tabela 1.25. OZE w budynkach [ktoe] .....                                                                                                                                                       | 36 |
| Tabela 1.26. OZE w przemyśle [ktoe].....                                                                                                                                                        | 36 |
| Tabela 2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem [ktoe] .....                                                                                                                           | 38 |
| Tabela 2.2. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory (bez zużycia nieenergetycznego) [ktoe].....                                                                                          | 39 |
| Tabela 2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki [ktoe] .....                                                                                                                | 40 |
| Tabela 2.4. Zużycie nieenergetyczne w podziale na paliwa [ktoe] .....                                                                                                                           | 42 |
| Tabela 2.5. Wskaźniki intensywności zużycia energii pierwotnej względem PKB [toe/mln EUR'2024] ..                                                                                               | 42 |
| Tabela 2.6. Wskaźniki intensywności zużycia energii pierwotnej na mieszkańca [toe/Ma].....                                                                                                      | 42 |
| Tabela 2.7. Wskaźniki intensywności zużycia energii finalnej w podziale na sektory [toe/mln EUR'2024] .....                                                                                     | 43 |
| Tabela 2.8. Wsad paliwowy na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej [ktoe] .....                                                                                                   | 43 |
| Tabela 2.9. Wsad paliwowy w pozostałe procesy konwersji [ktoe] .....                                                                                                                            | 44 |
| Tabela 2.10. Procentowy udział wytwarzania skojarzonego w produkcji energii elektrycznej i ciepła ...                                                                                           | 45 |
| Tabela 2.11. Produkcja energii ciepłej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach [TJ] .....                                                                                           | 45 |
| Tabela 2.12. Produkcja energii ciepłej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach (ciepłownictwie systemowym) w podziale na paliwa [TJ] .....                                          | 45 |
| Tabela 2.13. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach grzewczych w podziale na sektory [PJ] .....                                                                                             | 47 |
| Tabela 2.14. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach ciepła w podziale na paliwa i nośniki energii [PJ] .....                                                                                | 47 |
| Tabela 3.1. Krajowy potencjał biomasy stałej dla scenariusza WEM [PJ/rok].....                                                                                                                  | 52 |
| Tabela 3.2. Jednostki energetyki zawodowej (JWCD).....                                                                                                                                          | 54 |
| Tabela 3.3. Struktura mocy zainstalowanej turbozespołów (stan na 31 grudnia 2022 r.).....                                                                                                       | 56 |

|                                                                                                                                                                |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabela 3.4 Przedsiębiorstwa według grup mocy zainstalowanej i osiągalnej [MW].....                                                                             | 57  |
| Tabela 3.5. Krajowy bilans energii 2005-2020 (Mtoe).....                                                                                                       | 58  |
| Tabela 3.6. . Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa [ktoe] – scenariusz WEM.....                                                                      | 60  |
| Tabela 3.7. Saldo importowo-eksportowe netto [ktoe].....                                                                                                       | 61  |
| Tabela 3.8. Saldo importowo-eksportowe netto energii elektrycznej [ktoe] .....                                                                                 | 62  |
| Tabela 3.9. Uzależnienie od importu z państw trzecich.....                                                                                                     | 62  |
| Tabela 3.10. Główne źródła importu (państwa) .....                                                                                                             | 63  |
| Tabela 3.11 Krajowe zużycie brutto paliw i energii [ktoe] – scenariusz WEM.....                                                                                | 65  |
| Tabela 3.12 Produkcja energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto – scenariusz WEM.....                                                                    | 66  |
| Tabela 3.13. Produkcja energii elektrycznej brutto [TWh] – scenariusz WEM .....                                                                                | 68  |
| Tabela 3.14. Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii (scenariusz WEM) [MW].....                                             | 70  |
| Tabela 4.1. Charakterystyka polskich połączeń transgranicznych systemu elektroenergetycznego .....                                                             | 74  |
| Tabela 4.2. Transgraniczna przepustowość połączeń międzysystemowych energii elektrycznej na występujących i planowanych połączeniach [MW].....                 | 79  |
| Tabela 4.3. Zdolności przesyłowe netto połączeń międzysystemowych energii elektrycznej na występujących i planowanych połączeniach [MW].....                   | 80  |
| Tabela 4.4. Poziom połączeń międzysystemowych.....                                                                                                             | 81  |
| Tabela 4.5. Parametry transgranicznych punktów wejścia i wyjścia do systemu przesyłowego gazowego .....                                                        | 83  |
| Tabela 4.6 Prognoza parametrów transgranicznych punktów wejścia do systemu przesyłowego gazowego.....                                                          | 87  |
| Tabela 4.7. Charakterystyka krajowych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych.....                                                                                | 89  |
| Tabela 4.8. Nakłady inwestycyjne w OSP ogółem [mln PLN] .....                                                                                                  | 91  |
| Tabela 4.9. Charakterystyka techniczna Krajowego Systemu Przesyłowego .....                                                                                    | 93  |
| Tabela 4.10. Maksymalne zdolności instalacji magazynowych w sezonie 2023/2024.....                                                                             | 95  |
| Tabela 4.11. Struktura sprzedaży energii elektrycznej w elektrowniach zawodowych ciepłych .....                                                                | 101 |
| Tabela 4.12. Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym.....                                                                                             | 102 |
| Tabela 4.13. Sprzedaż gazu ziemnego (GWh).....                                                                                                                 | 104 |
| Tabela 4.14. Wydobyte i import gazu ziemnego w latach 2005, 2010, 2015, 2022, 2023 .....                                                                       | 105 |
| Tabela 4.15. Składniki cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych.....                                                                                   | 105 |
| Tabela 4.16. Jednostkowe koszty energii elektrycznej sprzedanej .....                                                                                          | 106 |
| Tabela 4.17. Techniczny koszt wytwarzania energii elektrycznej w podziale na paliwa.....                                                                       | 106 |
| Tabela 4.18. Uśrednione ceny ciepła sieciowego i opłat za usługi dystrybucji ciepła [PLN/GJ] .....                                                             | 106 |
| Tabela 4.19. Uśrednione ceny ciepła sieciowego wytworzonego w rozróżnieniu na poszczególne paliwa [PLN/GJ] .....                                               | 106 |
| Tabela 4.20 Składniki jednostkowych kosztów ciepła w krajowym ciepłownictwie [PLN/GJ].....                                                                     | 107 |
| Tabela 4.21. Wydatki gospodarstw domowych na nośniki energii w latach 2005-2022 w cenach bieżących .....                                                       | 107 |
| Tabela 4.22. Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej [EUR'2024/MWh] – scenariusz WEM .....                                                         | 108 |
| Tabela 4.23. Jednostkowe koszty wytwarzania wodoru w procesie elektrolizy [EUR'2024/kg] – scenariusz WEM .....                                                 | 108 |
| Tabela 4.24. Ceny energii elektrycznej z podziałem na sektor [EUR'2024/kWh] – scenariusz WEM...108                                                             |     |
| Tabela 4.25. Krajowe ceny detaliczne paliw – gaz ziemny [EUR'2024/ktoe] scenariusz WEM.....                                                                    | 109 |
| Tabela 4.26. Krajowe ceny detaliczne paliw – węgiel kamienny energetyczny i koksujący [EUR'2024/ktoe] scenariusz WEM .....                                     | 109 |
| Tabela 4.27. Krajowe ceny detaliczne paliw – lekki olej opałowy i olej napędowy [EUR'2024/ktoe] scenariusz WEM .....                                           | 109 |
| Tabela 4.28. Krajowe ceny detaliczne paliw – benzyna i LPG [EUR'2024/ktoe] scenariusz WEM.....                                                                 | 110 |
| Tabela 4.29. Prognozowane nakłady inwestycyjne overnight w sektorze wytwórczym w latach 2021-2040* [mld EUR'2024].....                                         | 110 |
| Tabela 4.30. Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze wytwórczym w latach 2021-2040 z uwzględnieniem kosztów kapitału w trakcie budowy [mld EUR'2024]..... | 111 |

|                                                                                                                      |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabela 4.31. Prognozowane nakłady inwestycyjne w podsektorze przesyłu i dystrybucji [mld EUR'2024]                   | 112 |
| Tabela 4.32. Projekty infrastruktury przesyłowej gazu zrealizowane przy wsparciu POIiŚ 2014-2020                     | 112 |
| Tabela 4.33. Nakłady inwestycyjne w sektorach paliwowo-energetycznych [mln EUR'2024] dla scenariusza WEM             | 114 |
| Tabela 5.1. Nakłady na badania i rozwój w poszczególnych sektorach technologii ograniczających emisje (mln EUR'2024) | 115 |

## 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                                                                                                                                                            | 25 |
| Rysunek 1.5. Porównanie udziałów OZE w poszczególnych sektorach gospodarki                                                                                                                           | 26 |
| Rysunek 1.6. Udział OZE w finalnym zapotrzebowaniu brutto oraz w poszczególnych sektorach gospodarki                                                                                                 | 28 |
| Rysunek 1.7. Produkcja energii elektrycznej z OZE w podziale na technologie - sektor elektroenergetyczny [ktoe]                                                                                      | 28 |
| Rysunek 1.8. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - ciepłownictwo i chłodnictwo [ktoe]                                                                                    | 29 |
| Rysunek 1.9. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - sektor transportu [ktoe]                                                                                              | 30 |
| Rysunek 1.10. Struktura zużycia paliw z OZE i energii elektrycznej (nie tylko z OZE) w transporcie pasażerskim z uwzględnieniem sprawności przetwarzania energii*                                    | 30 |
| Rysunek 1.11. Struktura zużycia paliw z OZE i energii elektrycznej (nie tylko z OZE) w transporcie towarowym z uwzględnieniem sprawności przetwarzania energii*                                      | 31 |
| Rysunek 2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem w latach 2011-2021                                                                                                                         | 37 |
| Rysunek 2.2. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem                                                                                                                                            | 39 |
| Rysunek 2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory (bez zużycia nieenergetycznego)                                                                                                          | 40 |
| Rysunek 2.4. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki                                                                                                                                 | 41 |
| Rysunek 2.5. Produkcja ciepła systemowego w podziale na paliwa [PJ]                                                                                                                                  | 46 |
| Rysunek 3.1. Wydobycie węgla kamiennego w Polsce w latach 1990-2024                                                                                                                                  | 50 |
| Rysunek 3.2. Zasoby i wydobycie węgla brunatnego w Polsce w latach 1990-2024                                                                                                                         | 50 |
| Rysunek 3.3. Zasoby i wydobycie gazu ziemnego w Polsce w latach 1990-2024                                                                                                                            | 51 |
| Rysunek 3.4. Struktura wiekowa turbozespołów w odniesieniu do mocy zainstalowanej w KSE (stan na 31 grudnia 2022 r.)                                                                                 | 55 |
| Rysunek 3.5. Struktura wiekowa kotłów w odniesieniu do wydajności urządzeń w KSE (stan na 31 grudnia 2022 r.)                                                                                        | 55 |
| Rysunek 3.6. Struktura wydajności kotłów energetycznych (stan na 31 grudnia 2022 r.)                                                                                                                 | 56 |
| Rysunek 3.7. Struktura przedsiębiorstw ciepłowniczych według mocy zainstalowanej [MW] w źródłach ciepła w 2022 r.                                                                                    | 57 |
| Rysunek 3.8. Krajowy bilans energii 2005-2020                                                                                                                                                        | 59 |
| Rysunek 3.9. Produkcja energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto - scenariusz WEM                                                                                                              | 66 |
| Rysunek 3.10. Produkcja energii elektrycznej brutto w Polsce z podziałem na paliwa (scenariusz WEM)                                                                                                  | 69 |
| Rysunek 3.11. Moc osiągalna źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii (scenariusz WEM)                                                                                                  | 72 |



|                                                                                                                                               |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Rysunek 4.1. Ogólny schemat połączeń transgranicznych systemu elektroenergetycznego .....                                                     | 75  |
| Rysunek 4.2. Bilans handlowych i rzeczywistych przepływów energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami w 2023 r. [GWh].....          | 76  |
| Rysunek 4.3. Krajowy system przesyłowy gazu .....                                                                                             | 82  |
| Rysunek 4.4. Poglądowy schemat lokalizacji podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego .....                                         | 83  |
| Rysunek 4.5. Połączenie międzysystemowe sieci gazowej.....                                                                                    | 86  |
| Rysunek 4.6. Schemat sieci przesyłowej z naniesionymi obszarami działania poszczególnych oddziałów PSE S.A (stan na 31.12.2023 r.) .....      | 91  |
| Rysunek 4.7. Schemat sieci przesyłowej ze zmianami wynikającymi z realizacji planowanych zadań inwestycyjnych wg scenariusza .....            | 92  |
| Rysunek 4.8. System przesyłowy gazu ziemnego .....                                                                                            | 95  |
| Rysunek 4.9. Najważniejsze inwestycje planowane w perspektywie do 2035 r. ....                                                                | 96  |
| Rysunek 4.10. Poglądowy układ infrastruktury spółki PERN S.A. (stan na 2024 r.) .....                                                         | 98  |
| Rysunek 4.11. Kierunki importu benzyn silnikowych w latach 2005, 2010, 2015 i 2020 .....                                                      | 99  |
| Rysunek 4.12. Produkcja ogółem energii elektrycznej w latach 2005-2022 .....                                                                  | 100 |
| Rysunek 4.13. Produkcja energii elektrycznej wg nośników energii w latach 2005, 2010, 2015, 2016 .....                                        | 101 |
| Rysunek 4.14. Sprzedaż gazu ziemnego odbiorcom przemysłowym i gospodarstwom domowym w latach 2005, 2010, 2015, 2020, 2022 (GWh).....          | 104 |
| Rysunek 4.15. Struktura sprzedaży gazu odbiorcom końcowym w podziale na sektory (GWh) – stan na koniec 2022 r.....                            | 104 |
| Rysunek 5.1. Ceny hurtowe energii elektrycznej z Rynku Dnia Następnego w wybranych krajach UE w latach 2015-2023.....                         | 115 |
| Rysunek 5.2. Ceny hurtowe energii elektrycznej z Rynku Dnia Następnego w krajach UE w 2023 r....                                              | 116 |
| Rysunek 5.3. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych za I półrocze 2023 r. - kategoria IC (500 – 1 999 MWh).....                | 116 |
| Rysunek 5.4. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych za I półrocze 2023 r.- kategoria ID (2 000 - 19 999 MWh).....              | 117 |
| Rysunek 5.5. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych za I półrocze 2023 r. - kategoria IE (20 000 – 69 999 MWh).....            | 117 |
| Rysunek 5.6. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych za I półrocze 2023 r.- kategoria DB (1 000 – 2 499 kWh) .....  | 118 |
| Rysunek 5.7. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych za I półrocze 2023 r.- kategoria DC (2 500 – 4 999 kWh) .....  | 118 |
| Rysunek 5.8. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych za I półrocze 2023 r.- kategoria DD (5 000 – 14 999 MWh) ..... | 119 |