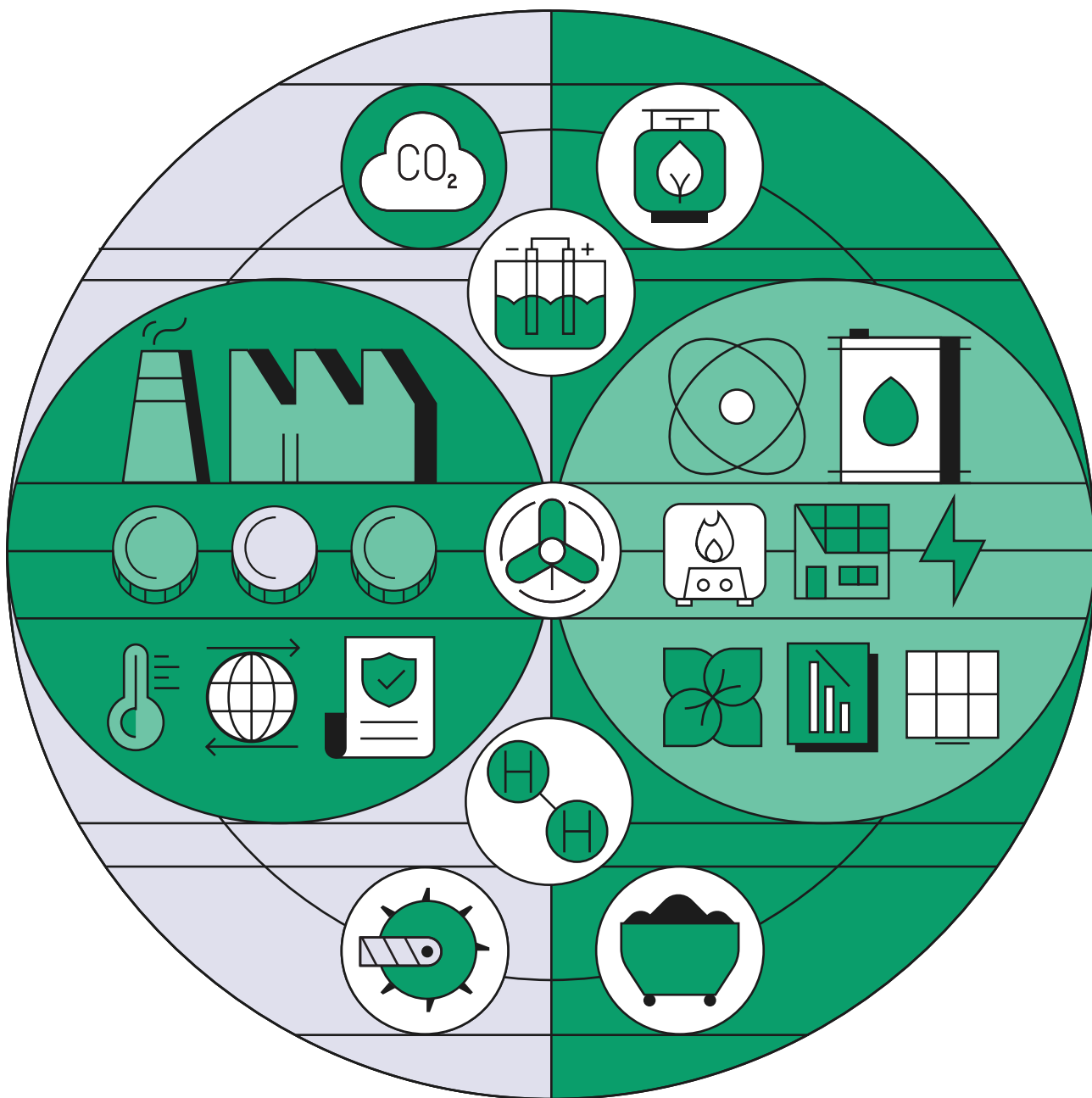


# Trzy dekady wyzwań

Scenariusz polskiej transformacji  
energetycznej do 2050 r.



Instrat Policy Paper 03/2024

Patryk Kubiczek

Michał Smoleń

# Trzy dekady wyzwań

Scenariusz polskiej transformacji  
energetycznej do 2050 r.



**Instrat Policy Paper 03/2024**  
Patrik Kubiczek  
Michał Smoleń

Warszawa, listopad 2024

**Rekomendujemy cytowanie:**

Kubiczek P., Smoleń M. (2024). *Trzy dekady wyzwania. Scenariusz polskiej transformacji energetycznej do 2050 r.* Instrat Policy Paper 03/2024.

**Autorstwo:**

Patryk Kubiczek  
Michał Smoleń

**Współpraca:**

Wojciech Żelisko  
Bernard Swoczyna  
Michał Hetmański

**Kontakt:**

patryk.kubiczek@instrat.pl  
michal.smolen@instrat.pl

**Redakcja:**

Julia Zaleska

**Projekt okładki i skład:**

Anna Olczak

Treść publikacji dostępna na licencji:  
Creative Commons Attribution 4.0 International  
(CC BY 4.0).



Niniejsza publikacja powstała przy wsparciu Europejskiej Fundacji Klimatycznej (ECF).

Publikacja dostępna jest do pobrania pod adresem:

[www.instrat.pl/trzy-dekady-wyzwan](http://www.instrat.pl/trzy-dekady-wyzwan)

Dane wsadowe i wynikowe symulacji przedstawionych w publikacji dostępne są do pobrania pod adresem:  
[zenodo.org/records/13946777](https://zenodo.org/records/13946777)

Sektorowe ścieżki mocy zainstalowanych i produkcji w scenariuszu głównym dostępne na: [energy.instrat.pl/transformacja-energetyczna-scenariusze](http://energy.instrat.pl/transformacja-energetyczna-scenariusze)

Wszelkie błędy są nasze.  
Stosuje się zwyczajowe zastrzeżenia.

**Instrat Policy Paper 03/2024**

Warszawa, listopad 2024

**ISBN:** 978-83-970396-8-1

# Spis treści

Kluczowe liczby i wnioski .....	4
Wprowadzenie .....	6
<b>1. Scenariusz polskiej transformacji energetycznej do 2050 r.</b> .....	<b>8</b>
1.1. Modelowanie energetyczne InStrat .....	8
1.2. Czym jest nasz scenariusz i jego warianty? .....	9
1.3. Zastosowane narzędzia .....	10
<b>2. Czy gaz ziemny będzie paliwem przejściowym?</b> .....	<b>14</b>
2.1. Węgla coraz mniej, a gazu przybywa .....	14
2.2. Miks elektroenergetyczny 2030 r. ....	15
2.3. Przejściowy węgiel? Skutki dla klimatu i dla konsumentów energii .....	18
2.4. Zużycie węgla i gazu w 2030 r. i później .....	21
<b>3. Co zapewni nam stabilną moc?</b> .....	<b>25</b>
3.1. Luka mocy dyspozycyjnych w latach 30. ....	25
3.2. Zapotrzebowanie na źródła szczytowe .....	25
3.3. Magazyny energii i inne alternatywy .....	28
3.4. Skutki budowy źródeł szczytowych .....	29
<b>4. Jak osiągnąć neutralność klimatyczną?</b> .....	<b>31</b>
4.1. Cel zera netto w 2050 r. ....	31
4.2. Miks elektroenergetyczny 2050 r. ....	32
4.3. Czy Polska może obejść się bez energetyki jądrowej? .....	33
4.4. Niepewności w planowaniu .....	35
<b>5. Podsumowanie</b> .....	<b>37</b>
Objaśnienia i skróty .....	39
Wykaz obiektów .....	41
Bibliografia .....	42
Aneks A – wybrane szczegóły metodologiczne .....	46
Aneks B – scenariusz główny 2020–2050 .....	52

# Kluczowe liczby i wnioski



**63%**

tyle może wynieść udział OZE w zużyciu energii elektrycznej brutto w 2030 r. w scenariuszu pełnej mobilizacji regulacyjnej i inwestycyjnej. W perspektywie 2030 r. roczne zużycie węgla kamiennego spadłoby z dzisiejszych 55 mln ton do 15–20 mln ton, węgla brunatnego z 40 mln ton do maks. 10 mln ton, a gazu ziemnego nie przekroczyłoby 23–27 mld m<sup>3</sup> (wobec obecnych 18 mld m<sup>3</sup>).



**6–9 GW**

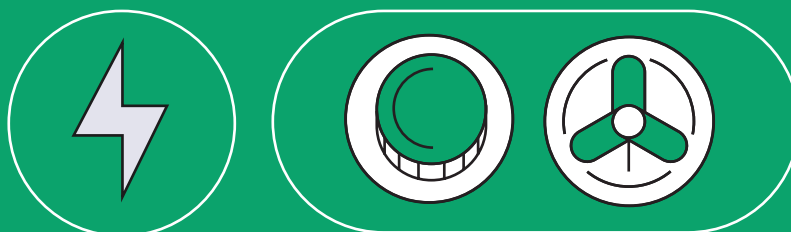
nawet z taką skalą inwestycji w szczytowe elektrownie gazowe ponad planowane obecnie jednostki należy się liczyć, by zapewnić moc w trudnych momentach 2035 r. Alternatywą dla części tych inwestycji może być dłuższe utrzymanie wybranych bloków węglowych lub budowa dodatkowych magazynów energii. Dodatkowe 8 GW mocy zainstalowanej baterii zmniejsza zapotrzebowania na elektrownie szczytowe tylko o 2 GW – magazyny energii są tylko częściowym rozwiązaniem problemu deficytu mocy dyspozycyjnych.



**500 TWh**

tyle energii elektrycznej będziemy musieli produkować w 2050 r. na potrzeby elektryfikującej się i w coraz większym zakresie korzystającej z wodoru gospodarki, by osiągnąć neutralność klimatyczną. OZE będą mogły dostarczyć ok. 3/4 tego wolumenu, a na więcej instalacji OZE może zabraknąć lokalizacji.

- Przy użyciu optymalizacyjnego modelu systemu energetycznego PyPSA-PL dokonujemy analizy wariantowej scenariusza osiągnięcia przez Polskę neutralności klimatycznej w 2050 r. Identyfikujemy również najważniejsze wyzwania i priorytety na każdą z trzech dekad transformacji.
- W perspektywie 2030 r. kluczowe jest umożliwienie szybkiego rozwoju OZE, by ograniczyć emisje CO<sub>2</sub> z produkcji energii elektrycznej z węgla oraz powstrzymać rynkowy trend rosnącego zapotrzebowania na gaz ziemny w elektroenergetyce.
- Dalsza elektryfikacja polskiego ciepłownictwa po 2030 r. będzie zależała od dostępności odpowiednich mocy dyspozycyjnych. System elektroenergetyczny musi być gotowy także na mroźne i bezwietrzne dni. Uzasadnia to budowę nowych lub dłuższe utrzymanie istniejących mocy konwencjonalnych – przy równoległym spadku emisji z wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.
- Osiągnięcie celu zera netto – czyli stanu, w którym gospodarka emituje dokładnie tyle gazów cieplarnianych, ile ich pochłania – może wymagać produkowania z bezemisyjnych źródeł ponad trzykrotności obecnego zużycia energii elektrycznej w Polsce. Konieczne do tego są rozwój mocy OZE do ich maksymalnego krajowego potencjału oraz skuteczna realizacja polskich projektów jądrowych.



# Wprowadzenie

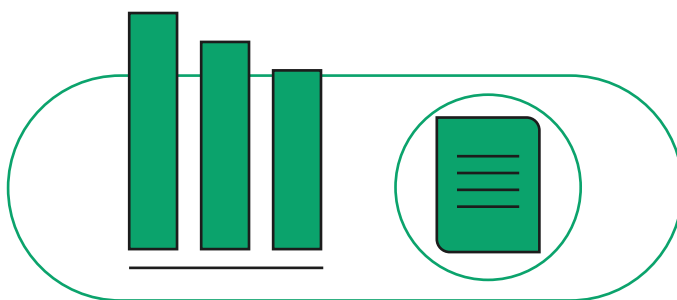
Rozwój odnawialnych źródeł energii na naszych oczach zmienia oblicze polskiej energetyki. W lipcu 2024 r. łączna moc OZE zainstalowana w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) przekroczyła 30 GW, co przełożyło się na 30% produkcji prądu – to więcej niż udział węgla brunatnego (24%).

Według rządowych planów strategicznych OZE będzie stanowiło podstawę krajowej elektroenergetyki. Projekt zaktualizowanego *Krajowego Planu na rzecz energii i klimatu* opisuje ambitną ścieżkę transformacji<sup>1</sup>, prowadzącą do 56% udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto w elektroenergetyce w 2030 r. Osiągnięcie takiego tempa rozwoju wymagałoby dalszych zmian prawnych oraz nowych inwestycji sieciowych.

Sam kierunek zmian nie budzi już dziś wątpliwości, do czego przyczyniła się także Fundacja InStrat, publikując w 2021 i 2023 r. serię raportów na temat optymalnych scenariuszy transformacji energetycznej Polski.

Planowanie transformacji wymaga jednak także odpowiedzi na trudniejsze pytania. Dotyczą one m.in. okresu przejściowego. Będzie nim nadchodząca dekada, podczas której energetyka wiatrowa będzie wciąż nadrabiać skutki dotychczasowych zaniedbań, system dalej będzie wykorzystywał elektrownie węglowe, zbudowane dekady temu do pracy w zupełnie innych realiach, a przyszła elektrownia jądrowa osiągnie co najwyżej stadium placu budowy.

Istnieją też wyzwania, z którymi będziemy zmagać się dłużej. Transformacja oparta na zależnych od pogody OZE w kraju, takim jak Polska – z dużą zmiennością pogody przez cały rok, małym potencjałem energetyki wodnej oraz dużą przemysłową gospodarką – nie będzie prosta. Stabilne zaopatrzenie Polek i Polaków w energię elektryczną, ciepło czy inne nośniki energii to warunek utrzymania społecznego poparcia dla ambitnej ścieżki transformacji.



<sup>1</sup> Scenariusz WAM (ang. *with additional measures*) zaprezentowany w 2024 r. (MKiŚ, 2024a).



**W niniejszym raporcie, wykorzystującym zaawansowane modelowanie ścieżek rozwoju polskiej energetyki przy użyciu narzędzia PyPSA-PL, przyglądamy się trzem wyzwaniom transformacji na trzy dekady.**

- **Rola gazu jako paliwa przejściowego** – czy gaz ziemny już za kilka lat zastąpi węgiel jako główne źródło mocy dyspozycyjnej w KSE? W jaki sposób możemy ograniczyć szczyt zapotrzebowania na to w dużej mierze importowane paliwo ok. 2030 r. i jakie by to miało konsekwencje dla kosztów i emisji?
- **Pokrycie szczytowego zapotrzebowania na prąd w latach 30.** – jak duże moce będą nam potrzebne, by zabezpieczyć potrzeby m.in. elektryfikującego się ciepłownictwa? W jakim zakresie masowa rozbudowa magazynów bateryjnych pozwoliłaby nam na ograniczenie mocy elektrowni spalających paliwa kopalne?
- **Droga do neutralności klimatycznej** – jak może wyglądać system elektroenergetyczny, wspierający osiągnięcie neutralności klimatycznej ok. 2050 r.? Czy jesteśmy w stanie osiągnąć ten cel w oparciu wyłącznie o energię ze słońca i wiatru? Jaka będzie w nim rola energii jądrowej?

Nasze badania mają na celu wsparcie procesów strategicznych – trwającej aktualizacji *Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030* (KPEiK), przyszłej aktualizacji *Polityki energetycznej Polski do 2040 r.* (PEP2040) czy przyjęcia w kraju długoterminowej strategii niskoemisyjnej (do 2050 r.). Wnioski z analizy scenariuszowej są istotne również w kontekście opracowywania planów rozwoju sieci elektroenergetycznych, sektorowych strategii transformacji, a także programów dotacyjnych (w tym przez NFOŚiGW) czy zmian regulacyjnych.

Odpowiedzi na trudne pytania o elementy systemu uzupełniające generację z OZE będą także kluczowe dla właściwego zaprojektowania przyszłości rynku mocy oraz innych instrumentów wspierających np. elastyczność popytu na energię z OZE i podaży energii ze źródeł konwencjonalnych. Stawką jest nie tylko bezpieczeństwo dostaw energii, ale także uniknięcie nadmiernych kosztów i emisji CO<sub>2</sub>.



# 1. Scenariusz polskiej transformacji energetycznej do 2050 r.

## 1.1. Modelowanie energetyczne Instrat

**Transformacja energetyczna nie powiedzie się bez silnych polityk publicznych opartych na długoterminowym planowaniu.** System opłat za emisje CO<sub>2</sub> EU ETS tworzy rynkowe bodźce do odchodzenia od paliw kopalnych. Potrzebne są jednak także inne instrumenty, takie jak systemy wsparcia dla inwestycji w zielone technologie, programy rozwoju publicznej infrastruktury (w tym sieci elektroenergetycznych) czy stymulowanie rozwoju rynków usług energetycznych i sektora prywatnego. Planowanie transformacji to wielowymiarowe zadanie wymagające pogłębionego zrozumienia jej uwarunkowań technicznych i ekonomicznych.

**Fundacja Instrat od 2020 r. dostarcza scenariusze polskiej transformacji energetycznej oparte na autorskim modelowaniu energetycznym.** Cykl trzech naszych publikacji w 2021 r. (Czyżak i in., 2021a, 2021b; Czyżak i Wrona, 2021) wykazał, że realistyczny potencjał odnawialnych źródeł energii w elektroenergetyce jest dużo wyższy niż ścieżka ich rozwoju przedstawiona w PEP2040 (MKiŚ, 2021).

W 2023 r. opublikowaliśmy kolejne trzy opracowania:

- *Polski nie stać na średnie ambicje. Miliardy złotych oszczędności dzięki szybkiemu rozwojowi OZE do 2030 r.* było odpowiedzią na skutki gazowego kryzysu energetycznego w latach 2021–2022. Raport wskazywał, że przyspieszenie rozwoju OZE przełoży się na oszczędności na koszcie zakupów paliw i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (Kubiczek i Smoleń, 2023).
- *Praca w podstawie. Modelowanie kosztów niskiej elastyczności polskiego systemu elektroenergetycznego* zawierało oszacowanie kosztów związanych z przedłużającą się niską elastycznością Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, co jest wciąż bardzo aktualnym problemem w kontekście przymusowych wyłączeń OZE (Kubiczek, 2023).
- *Polska prawie bezemisyjna. Cztery scenariusze transformacji energetycznej do 2040 r.* wskazało korzyści integracji elektroenergetyki z ciepłownictwem, elektromobilnością i sektorem wodorowym – częściowo elastyczny popyt z tych sektorów ułatwi integrację OZE w systemie oraz redukcję energetycznych emisji CO<sub>2</sub> w 2040 r. o ok. 70% względem roku 2020 (Kubiczek i in., 2023).

## 1.2. Czym jest nasz scenariusz i jego warianty?

Niniejsza publikacja po raz pierwszy prezentuje scenariusz osiągnięcia przez Polskę neutralności klimatycznej w 2050 r. autorstwa Instratu.

Nasz scenariusz główny zakłada:

- ambitny rozwój bezemisyjnych źródeł energii elektrycznej,
- szeroką elektryfikację,
- zastępowanie paliw kopalnych wodorem z elektrolizy lub paliwami opartymi na wodorze.

Nie należy zatem uznawać go za tzw. scenariusz bazowy, czyli scenariusz, którym podąży polska gospodarka bez dodatkowych zmian legislacyjnych oraz działań rządu.

**Analizujemy także warianty, czyli modyfikacje scenariusza głównego.** Każdy wariant pozwala odpowiedzieć na pewne pytania badawcze. Warunki brzegowe, czyli m.in. zestaw założeń dotyczących końcowego zapotrzebowania na energię i usługi energetyczne, są dla każdego wariantu takie same. Natomiast za każdym razem różnicujemy pomiędzy wariantami starannie wyselekcjonowany podzbiór założeń (tabela 1). W ten sposób możemy lepiej zrozumieć znaczenie i konsekwencję kolejnych decyzji, przed którymi stoi Polska podczas planowania rozwoju transformacji energetycznej<sup>2</sup>.

**TABELA 1. Warianty scenariuszowe rozważane w publikacji**

Wariant	Założenie
Scenariusz główny	Scenariusz ambitnego tempa rozwoju OZE i osiągnięcia neutralności klimatycznej w 2050 r. (rozdziały 2, 3 i 4)
Ograniczony gaz (mniej gazu)	Roczne zużycie gazu ziemnego w gospodarce ograniczone jest do 23 mld m <sup>3</sup> (rozdział 2)
Opóźnione OZE (mniej OZE)	Opóźniony rozwój OZE – tempo rozwoju lądowych i morskich farm wiatrowych oraz instalacji PV jest spowolnione (rozdział 2)
Ograniczony gaz i opóźnione OZE (mniej gazu i OZE)	Zużycie gazu ziemnego jest ograniczone, a jednocześnie tempo rozwoju OZE jest spowolnione (rozdział 2)
Podwojona moc baterii (więcej baterii)	Moc zainstalowana i pojemność bateryjnych magazynów energii jest dwukrotnie większa niż w scenariuszu głównym (rozdział 3)
Utrzymanie elektrowni na węgiel kamienny	Wyłączenia bloków elektrowni na węgiel kamienny nie następują wcześniej niż według dat ogłoszonych przez spółki (rozdział 3)
Brak energetyki jądrowej (brak EJ)	Elektrownie jądrowe nie są uwzględnione w optymalizacji inwestycyjnej. Krajowy potencjał mocy OZE jest zwiększony ponad szacunkowe wartości (rozdział 4)

Źródło: opracowanie własne Instrat.

<sup>2</sup> Jest to więc podejście komplementarne do koncepcji przedstawionej w raporcie *Polska prawie bezemisyjna*, który przedstawiał cztery oddzielne, całościowe scenariusze transformacji energetycznej.

### 1.3. Zastosowane narzędzia

**Rozwój elektroenergetyki, a także zintegrowanych z nią ciepłownictwa, elektromobilności i sektora wodorowego analizujemy przy użyciu modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL.** Użycie modelu optymalizacyjnego gwarantuje, że prezentowany w scenariuszu głównym i jego wariantach rozwój infrastruktury oraz jej wykorzystanie są optymalne kosztowo dla gospodarki (w ramach przyjętych założeń). Scenariusz ma zatem charakter normatywny, tj. pokazuje, w jaki sposób najtaniej zaopatrzyć gospodarkę w różne rodzaje energii.

W przypadku elektroenergetyki, charakteryzującej się silnie scentralizowanym rynkiem, nasz scenariusz ma jednak dodatkowo charakter częściowo prognostyczny, gdyż w teorii można przyjąć, że mechanizmy rynkowe sprzyjają optymalnemu wykorzystaniu infrastruktury.

**Na wyniki generowane przez model wpływają również założenia dotyczące przyszłości różnych sektorów gospodarki.** Chodzi tu zarówno o zapotrzebowanie na energię, jak i emisje związane np. z procesami przemysłowymi czy hodowlą zwierząt. Założenia w tym zakresie konstruujemy na podstawie dotychczasowych tendencji oraz zewnętrznych opracowań.

W ciągu następnych kilku- lub kilkunastu lat to obecne trendy zmian zużycia energii będą w największym stopniu determinować zapotrzebowanie na jej nośniki oraz usługi energetyczne, takie jak mobilność. W dalszej perspektywie zakładamy, że obecne trendy będą stopniowo wygasły, a zastępowanie paliw kopalnych energią elektryczną i wodorem będzie głównym motorem zmian. Zapotrzebowanie na zużycie końcowe nośników energii jest wtedy głównie wynikiem założeń dotyczących tempa wypierania paliw kopalnych przez energię elektryczną i wodór w sektorach nieodzwierciedlonych bezpośrednio w modelu PyPSA-PL<sup>3</sup>. Uwzględniamy również dodatkowe założenia: w przypadku mobilności jest to zwiększenie roli transportu zbiorowego kosztem przejazdów indywidualnymi pojazdami, a w przypadku ciepłownictwa to ocieplenie klimatu i podwyższenie standardu energetycznego budynków.

Redukcja emisji nieenergetycznych, wynikających m.in. z procesów przemysłowych czy rolniczych, w analogiczny sposób wynika z ekstrapolacji obecnych trendów oraz bardziej długoterminowych założeń na temat ich redukcji. Tempo zastępowania paliw kopalnych oraz redukcji emisji nieenergetycznych dobraliśmy w sposób ekspercki tak, by mieściło się w realistycznych ramach, a jednocześnie umożliwiało osiągnięcie Polsce neutralności klimatycznej w 2050 r.

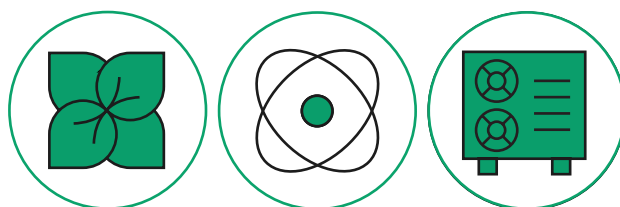
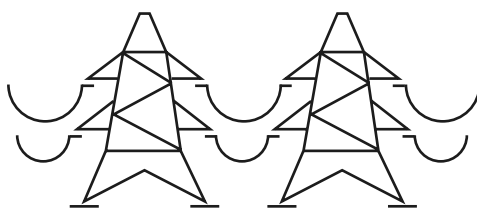
---

<sup>3</sup> Sektory niemodelowane bezpośrednio w modelu PyPSA-PL to przede wszystkim ciężki transport drogowy, rolnictwo oraz przemysł – z wyłączeniem działów, w których już teraz wytwarza się wodór.

**Pełen zestaw danych oraz kod źródłowy modelu PyPSA-PL są dostępne publicznie.** Aby umożliwić konstruktywną dyskusję na temat transformacji energetycznej w oparciu o nasze analizy, udostępniamy w przestrzeni publicznej nasze narzędzia, wykorzystane zbiory danych oraz szczegółowe wyniki modelu. Wpisujemy się takim działaniem w trend tzw. otwartego modelowania energetycznego promującego transparentność planowania rozwoju systemu energetycznego (Fairley, 2023).

### Czy model optymalizacyjny oddaje realia polskiego systemu energetycznego?

- Struktura nowoczesnego rynku energii tworzy silne bodźce dla efektywnej pracy jednostek wytwórczych, zaspokajając zapotrzebowanie poprzez uruchomienie źródeł, poczynając od tych najtańszych, tj. o najniższym krótkookresowym koszcie krańcowym (SRMC). Skuteczność tego mechanizmu jest ograniczona przez różne względy techniczne, ale co do zasady bieżący rynek energii elektrycznej rzeczywiście zachowuje się w sposób zbliżony do symulacji optymalizacyjnej w modelu.
- Sytuacja jest jednak znacznie trudniejsza, jeżeli chodzi o długoterminowe inwestycje. Tutaj kluczową rolę odgrywają decyzje strony publicznej jako regulatora, inwestora w infrastrukturę oraz koordynatora rynku energii. Do tej pory decyzje państwa były często dalekie od ideału.
- Prognoza dalszych działań na szczeblu rządowym i unijnym oraz energetycznych rezultatów tych decyzji nie jest naszym głównym celem badawczym, natomiast analizowane scenariusze wariantowe mogą odzwierciedlać skutki pewnych szczegółowych polityk publicznych i przyczynić się do ich oceny.





## MODELOWANIE SYSTEMU ENERGETYCZNEGO W PYPASA-PL

PyPSA-PL to model optymalizacyjny polskiego systemu energetycznego będący naszą autorską adaptacją narzędzia PyPSA (ang. *Python for Power System Analysis*) (Brown i in., 2018). Model PyPSA-PL w zintegrowany sposób symuluje działanie sektorów elektroenergetycznego, ciepłownictwa, lekkiej mobilności drogowej oraz wodorowego. Wskazuje on także optymalne decyzje inwestycyjne przy szerokim zakresie założeń na temat kosztów paliw i infrastruktury, opłat za emisje CO<sub>2</sub> (w ramach systemu EU ETS lub interpretowanych jako tzw. społeczny koszt węgla), a także szeregu ograniczeń, np. maksymalnego tempa i potencjału rozwoju technologii.

PyPSA-PL optymalizuje działanie systemu energetycznego przez 8 760 godzin reprezentatywnego roku (wykres 1). Godzinowa rozdzielczość czasowa pozwala na właściwą ocenę wyzwań bilansowania się systemu energetycznego opartego na OZE. Całoroczny zakres modelowania zapewnia natomiast dostateczną statystykę dostępności energii słonecznej i wiatrowej oraz zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło.

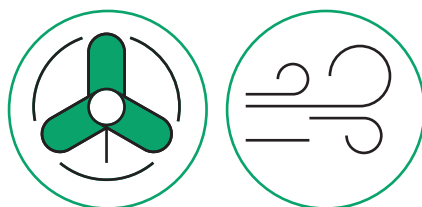
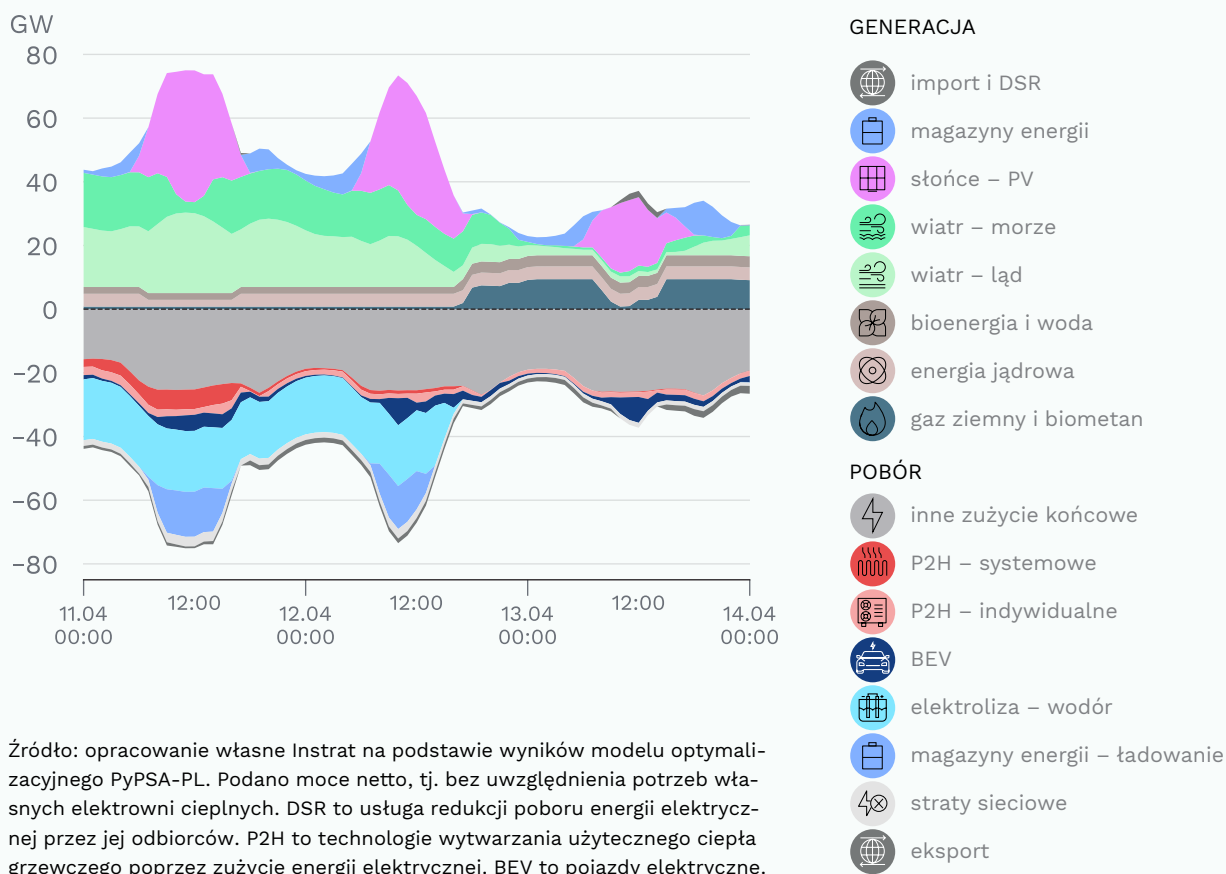
PyPSA-PL charakteryzuje się zatem zdecydowanie wyższą rozdzielczością i zakresem godzinowym symulacji niż model MESSAGE-PL stojący za scenariuszami zawartymi w KPEiK, który opiera swoje działanie tylko na wybranym kilkunastodniowym okresie roku w rozdzielczości niższej niż godzinowa (MKiŚ, 2024c). Ograniczeniem modelu PyPSA-PL, wynikającym z jego godzinowej granularności, jest jednak brak możliwości jednoczesnej optymalizacji całej ścieżki transformacji aż do 2050 r. Rozwój systemu elektroenergetycznego modelujemy więc sekwencyjnie w pięcioletnich okresach, co może mieć za to większą wartość prognostyczną.

PyPSA jest jednym z najpopularniejszych na świecie narzędzi do modelowania energetycznego rozwijanych jako otwarte oprogramowanie. Wyróżniającym się przykładem zastosowania narzędzia PyPSA jest model PyPSA-Eur, który stanowił podstawę dla wielu prac dotyczących m.in. roli transgranicznych przepływów nośników energii w transformacji energetycznej w Europie (Neumann i in., 2023). Ostatnio model PyPSA został także wykorzystany przez Międzynarodową Agencję Energetyczną do oceny potrzeb elastyczności systemów z dużym udziałem zmiennego OZE (IEA, 2024).

W polskim kontekście PyPSA-PL jest jedynym publicznie dostępnym modelem optymalizacyjnym krajowego systemu energetycznego. Udostępniamy go wraz z podstawowym zestawem danych wejściowych na otwartej licencji w serwisie GitHub (Kubiczek, 2024). Częścią repozytorium jest także uproszczona wersja modelu – PyPSA-PL-mini – którą można bezpłatnie uruchomić na internetowej platformie obliczeniowej (Instrat, 2024).

## WYKRES 1. Przebieg generacji i poboru energii elektrycznej w przykładowe dni kwietnia 2040 r. (GW) – scenariusz główny

Nasz model optymalizuje działanie systemu energetycznego godzina po godzinie reprezentatywnego roku. Pozwala to właściwie ocenić wyzwania funkcjonowania systemu opartego na zmiennych źródłach OZE.



## 2. Czy gaz ziemny będzie paliwem przejściowym?

### 2.1. Węgla coraz mniej, a gazu przybywa

**Szybki rozwój OZE w Polsce prowadzi do spadku roli węgla w polskiej elektroenergetyce.** Źródła wytwórcze na węgiel kamienny i brunatny w Polsce produkowały średniorocznie w latach 2019–2021 ok. 107 TWh energii elektrycznej netto, a w roku 2023 wartość ta spadła do 89 TWh (ARE, 2024). To spadek o 17%, czyli większy niż spadek krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną, który wyniósł pomiędzy tymi okresami tylko 3%.

**W Polsce powoli wzrasta produkcja energii elektrycznej z gazu ziemnego.** Średniorocznie wyniosła ona 14,8 TWh w latach 2019–2021, a w 2023 r. osiągnęła ok. 15,7 TWh. Jest to przede wszystkim spowodowane oddaniem do użytku nowych gazowych elektrociepłowni zastępujących jednostki węglowe. Zużycie gazu będzie nadal rosło – w 2024 r. oddano już do użytku dwa bloki gazowo-parowe Elektrowni Dolna Odra (ok. 1,3 GW), a do końca 2027 r. planowane jest sumaryczne oddanie dodatkowo co najmniej 0,8 GW elektrociepłowni i 2,8 GW elektrowni zasilanych gazem (Przedlacki i in., 2024).

**Prognozy przewidują dalszy wzrost zużycia gazu ziemnego w Polsce w najbliższych latach.** Operator gazowego systemu przesyłowego prognozuje wzrost rocznego zapotrzebowania na usługę przesyłową gazu z obecnych 18 mld m<sup>3</sup> do 25–27 mld m<sup>3</sup> w 2030 r. (GS, 2024). Będzie to przede wszystkim spowodowane rosnącym zapotrzebowaniem ze strony elektroenergetyki i ciepłownictwa systemowego. Gaz ziemny będzie coraz bardziej konkurencyjny wobec węgla, którego spalanie jest mocniej obciążone rosnącymi opłatami za emisje w systemie EU ETS<sup>4</sup> jako paliwo o wyższej emisyjności CO<sub>2</sub> na jednostkę energii.

**Propozycja aktualizacji KPEiK z 2024 r. przewiduje duży rozwój infrastruktury gazowej, ale względnie niewielki wzrost zużycia gazu.** Zużycie gazu w całej polskiej gospodarce, według scenariusza rozwoju w istniejących warunkach rynkowo-technicznych (WEM, ang. *with existing measures*), miałyby wzrosnąć w 2030 r. tylko do ok. 23 mld m<sup>3</sup>, przy jednoczesnym wzroście mocy elektrowni gazowych do 6 GW, a elektrociepłowni gazowych<sup>5</sup>

---

4 Średnioroczny koszt uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w Europejskim Systemie Handlu Emisjami (EU ETS) w 2023 r. wyniósł 83 euro/2023/t CO<sub>2</sub> (energy.instrat, 2024a). Prognozowane na 2030 r. wartości przez wybrane ośrodki eksperckie (Pahle i in., 2022) zawierają się pomiędzy 90 a 170 euro/2023/t CO<sub>2</sub>, z medianą ok. 150 euro/2023/t CO<sub>2</sub>. Na potrzeby naszej analizy przyjmujemy koszt emisji w 2030 r. w wysokości 140 euro/2023/t CO<sub>2</sub>.

5 Zaliczamy do nich także elektrociepłownie przemysłowe na gaz, których moc zainstalowana w 2020 r. wyniosła ok. 1,5 GW (ARE, 2024). Wśród jednostek tej kategorii znajdują się bloki CCGT we Włocławku i Płocku.



do ponad 5 GW (MKiŚ, 2024b). Zasadne jest pytanie, czy tak wysoka moc źródeł wytwórczych na gaz przełoży się w warunkach rynkowych 2030 r. tylko na ok. 31 TWh produkcji energii elektrycznej netto (dwukrotność produkcji z 2023 r.) i zużycie w elektroenergetyce tylko ok. 6 mld m<sup>3</sup> gazu, co przewiduje scenariusz WEM.

**Wobec tych złożonych uwarunkowań przyglądamy się bliżej kwestiom związanym z rywalizacją węgla i gazu w ciągu kolejnych kilku lat.** Staramy się odpowiedzieć na pytania o rolę tych paliw w polskim miksie elektroenergetycznym w 2030 r. (kiedy to będziemy już mieli dużo wyższy udział OZE niż dzisiaj), a także o skutki ewentualnych interwencji, mających na celu uniknięcie znacznego wzrostu zużycia gazu w okresie przejściowym.

## 2.2. Miks elektroenergetyczny 2030 r.

**W 2030 r. udział OZE w miksie elektroenergetycznym mógłby przekroczyć cel opublikowanego w 2024 r. ambitnego scenariusza KPEiK.**

Scenariusz główny Instratu na 2030 r. przewiduje możliwość optymalnego kosztowo zainstalowania w polskim systemie elektroenergetycznym (wykres 2):

- 19 GW mocy lądowych farm wiatrowych,
- 6 GW mocy morskich farm wiatrowych,
- 38 GW mocy fotowoltaiki.

Takie moce przekładają się na udział OZE w zużyciu energii elektrycznej brutto w 2030 r. w wysokości 63% (wykres 16 w aneksie B).

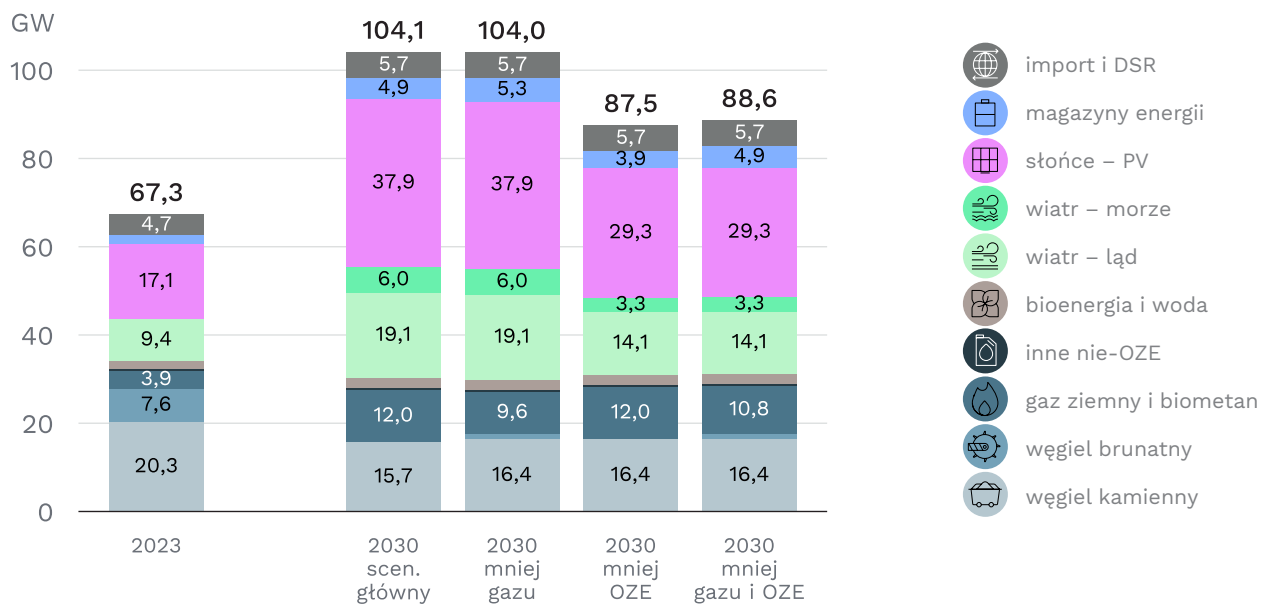
Barierą dla rozwoju farm wiatrowych jest osiągalne tempo budowy nowych obiektów, choć potencjał ekonomiczny tych źródeł energii pozwalałby nawet na większą ich rozbudowę. W przypadku fotowoltaiki przytoczona moc na 2030 r. jest już bliska potencjałowi ekonomicznemu, wynikającemu z ograniczeń godzinowego bilansowania się produkcji i popytu energii elektrycznej. O ile moce zainstalowane źródeł wiatrowych w naszym scenariuszu pokrywają się z ambitnymi celami KPEiK, to moce źródeł słonecznych są o ok. 30% wyższe niż te prognozowane przez MKiŚ (MKiŚ, 2024a).

Rozważamy również wariant opóźnionego rozwoju OZE (mniej OZE), w którym moc fotowoltaiki wynosi 29 GW, farm wiatrowych na lądzie 14 GW, a budowa morskich farm wiatrowych opóźnia się o 3 lata, prowadząc do 3,3 GW ich mocy w 2030 r. (wykres 2). W takim wariantcie udział OZE wynosi 50% – to wciąż więcej niż zakładały przez wiele lat rządowe dokumenty i plany.



## WYKRES 2. Moce zainstalowane w elektroenergetyce w 2023 i 2030 r. (GW) – scenariusz główny i warianty poboczne

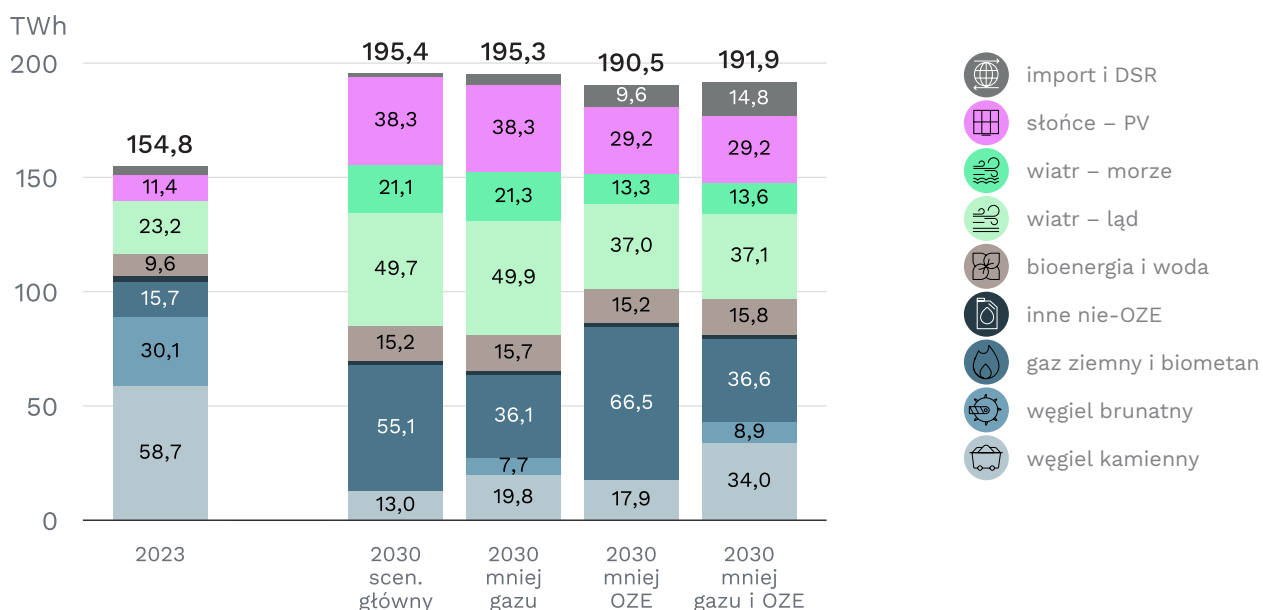
W perspektywie 2030 r. możemy w sposób optymalny kosztowo osiągnąć aż 25 GW mocy farm wiatrowych i 38 GW mocy instalacji fotowoltaicznych.



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Podano moce netto, tj. bez uwzględnienia potrzeb własnych elektrowni ciepłych. Wartości za 2023 r. na podstawie danych ARE i oszacowań Instrat.

## WYKRES 3. Produkcja energii elektrycznej w 2023 i 2030 r. (TWh) – scenariusz główny i warianty poboczne

W wariantcie ograniczonego gazu zastępowany jest on częściowo węglem, a częściowo importem. Najskuteczniejszą metodą ograniczania zużycia zarówno gazu, jak i węgla, jest rozwój OZE.



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Podano produkcję netto, tj. bez uwzględnienia potrzeb własnych elektrowni ciepłych. Wartości za 2023 r. na podstawie danych ARE i oszacowań Instrat.

**Budowa dużych mocy gazowych jest wskazywana przez model jako optymalna niezależnie od tempa rozwoju OZE.** Przyjmujemy, że do 2030 r. nie może powstać więcej mocy gazowych niż wynikałoby to z planowanych i rozważanych projektów (Przedlacki i in., 2024). Realizacja tych projektów – potwierdzona przez model jako optymalna kosztowo – przekłada się na ok. 5,3 GW elektrociepłowni i 6,7 GW elektrowni na gaz w 2030 r., czyli poziom zbliżony do tego ze scenariuszy KPEiK (MKiŚ, 2024a, 2024b).

Poza wariantem opóźnionego rozwoju OZE, rozważamy także wariant ograniczonego zużycia gazu ziemnego (mniej gazu), w którym optymalizujemy system energetyczny przy warunku maksymalnej dostępności tego surowca w wysokości 23 mld m<sup>3</sup>. W takim wariantcie optymalna moc elektrowni gazowych jest niższa o 2,4 GW. Budowa części jednostek przestaje się opłacać, jeżeli nie mogą działać w szerszym zakresie.

W łączonym wariantcie opóźnionego rozwoju OZE i ograniczonego gazu (mniej gazu i OZE) ta moc jest jednak niższa tylko o 1,2 GW (wykres 2). Znacznie wolniejszy rozwój energetyki wiatrowej pozostawia większą lukę mocy w zimowe dni, do której pokrycia potrzeba jest więcej mocy z elektrowni gazowych.

**Szybkie tempo rozwoju OZE oznacza niższą produkcję energii elektrycznej z gazu.** W scenariuszu głównym, cechującym się szybkim rozwojem OZE, produkcja energii elektrycznej z gazu wynosi 55 TWh, a w wariantcie opóźnionego rozwoju OZE wartość ta to aż 67 TWh. Ograniczenie krajowego zużycia gazu ziemnego do 23 mld m<sup>3</sup> przełożyłoby się według naszych oszacowań natomiast na nie więcej niż 37 TWh produkcji energii elektrycznej z tego paliwa (wykres 3).

Widać więc, że sam bardzo szybki rozwój OZE nie wystarczy do uniknięcia relatywnie wysokiego gazowego szczytu zużycia w 2030 r. Konieczne byłyby również trudniejsze do wprowadzenia interwencje chroniące energetykę konwencjonalną opartą na własnych zasobach przed gazową konkurencją.

**Opóźnienie rozwoju OZE oraz ograniczenie roli gazu w elektroenergetyce oznacza wyższe zużycie węgla i import energii.** W zależności od wariantu scenariusza, rola węgla w polskim miksie energetycznym zmienia się:

- **Scenariusz główny** cechuje się najmniejszą produkcją energii elektrycznej z węgla w 2030 r. – są to 13 TWh energii powstające z węgla kamiennego. Zgodnie z naszymi założeniami dotyczącymi cen węgla kamiennego (24 zł/GJ), gazu ziemnego (50 zł/GJ) oraz uprawnień do emisji (140 euro/t CO<sub>2</sub>), czynniki ekonomiczne doprowadzą do istotnego wyparcia węgla z miksu produkcji nie tylko przez OZE, ale również przez gaz.
- **Wariant opóźnionego rozwoju OZE** przekłada się na zwiększenie produkcji energii elektrycznej z węgla względem scenariusza głównego o ok. 5 TWh, ale też na ujemne saldo wymiany transgranicznej (ok. 10 TWh). Polskie elektrownie węglowe przegrywają w tym wariantcie z tańszą energią od naszych sąsiadów (jeśli jest ona akurat dostępna).

- **Wariant ograniczonego gazu** przewiduje produkcję energii elektrycznej z węgla na poziomie ok. 28 TWh, z czego 8 TWh mogłoby być wyprodukowane w elektrowniach na węgiel brunatny<sup>6</sup>.
- **Wariant jednoczesnego opóźnienia w rozwoju OZE i ograniczenia gazu** jest wariantem najbardziej optymistycznym dla węgla. Produkcja energii elektrycznej z węgla mogłaby wynieść wówczas 43 TWh. Wariant ten łączy się jednak też z importem netto ok. 15 TWh, gdyż prąd produkowany z węgla byłby niekonkurencyjny wobec tańszej energii produkowanej za granicą.

## 2.3. Przejściowy węgiel? Skutki dla klimatu i dla konsumentów energii

**Możliwie szerokie wykorzystanie OZE, uzupełniane uwarunkowaną rynkowo produkcją z paliw kopalnych, prowadzi do najniższych emisji z elektroenergetyki.** W scenariuszu głównym emisje związane z wytwarzaniem energii elektrycznej w Polsce wynoszą w 2030 r. ok. 36 mln ton CO<sub>2</sub>, czyli tylko 1/3 emisji z 2023 r. (wykres 4). Warianty ograniczonego gazu i opóźnionego rozwoju OZE cechują się emisjami wynoszącymi ok. 44–45 mln ton CO<sub>2</sub>. Za wzrost emisji w tym pierwszym odpowiada większe wykorzystanie węgla, w tym drugim – węgla i gazu. Najbardziej emisyjny jest wariant łączący ograniczenie gazu i opóźnienie rozwoju OZE, w którym emisje spadłyby względem obecnej wartości tylko o niecałą połowę.

W wariantach pobocznych do scenariusza głównego Polska jest importem netto od 5 do 15 TWh energii elektrycznej. Kupujemy prąd wytworzony w zagranicznych instalacjach OZE lub też w elektrowniach gazowych, co może generować dodatkowe emisje CO<sub>2</sub> poza granicami kraju.

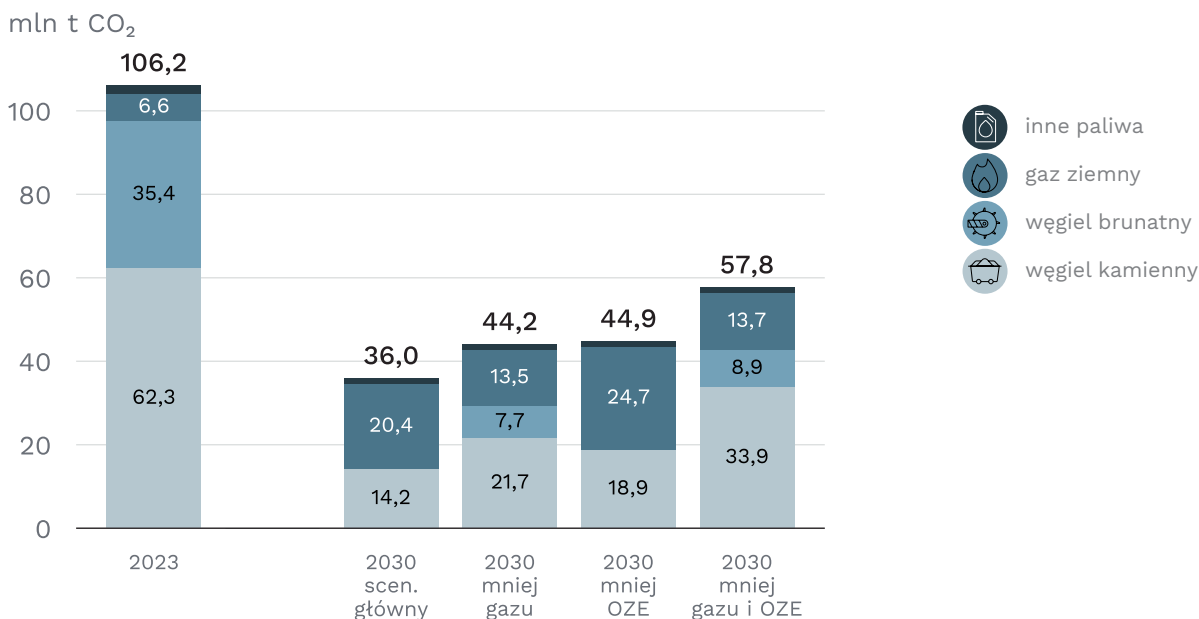
**Szybki rozwój OZE to najpewniejsza metoda ograniczania kosztów produkcji energii elektrycznej.** Budowa turbin wiatrowych i paneli fotowoltaicznych wiąże się ze sporymi nakładami inwestycyjnymi, które jednak potem przekładają się na oszczędności na wydobyciu węgla, imporcie gazu i kosztach uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

Większy udział kosztów stałych w kosztach produkcji energii elektrycznej to też większa stabilność kosztów ponoszonych przez krajowych odbiorców energii. W takiej sytuacji zminimalizowana jest rola cen paliw na rynkach międzynarodowych, która jest podatna na nieprzewidywalne wahania. To nagły wzrost zmiennych kosztów paliwa podczas europejskiego kryzysu gazowego doprowadził do rekordowych giełdowych cen energii elektrycznej w 2022 r.

<sup>6</sup> Jedynie ograniczenie dostępności gazu może uzasadniać kontynuację produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego w perspektywie 2030 r. Wyzwaniem dla produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego jest wysoki koszt stały utrzymania odkrywki, z której pozyskiwane jest to paliwo. Elektrownie na węgiel brunatny są zatem opłacalne, tylko jeżeli istnieje odpowiedni popyt na ich pracę w podstawie, co staje się trudne w sytuacji rosnących opłat za emisje CO<sub>2</sub> (Öko-Institut, 2022).

#### WYKRES 4. Emisje CO<sub>2</sub> z elektroenergetyki w 2023 i 2030 r. (mln t CO<sub>2</sub>) – scenariusz główny i warianty poboczne

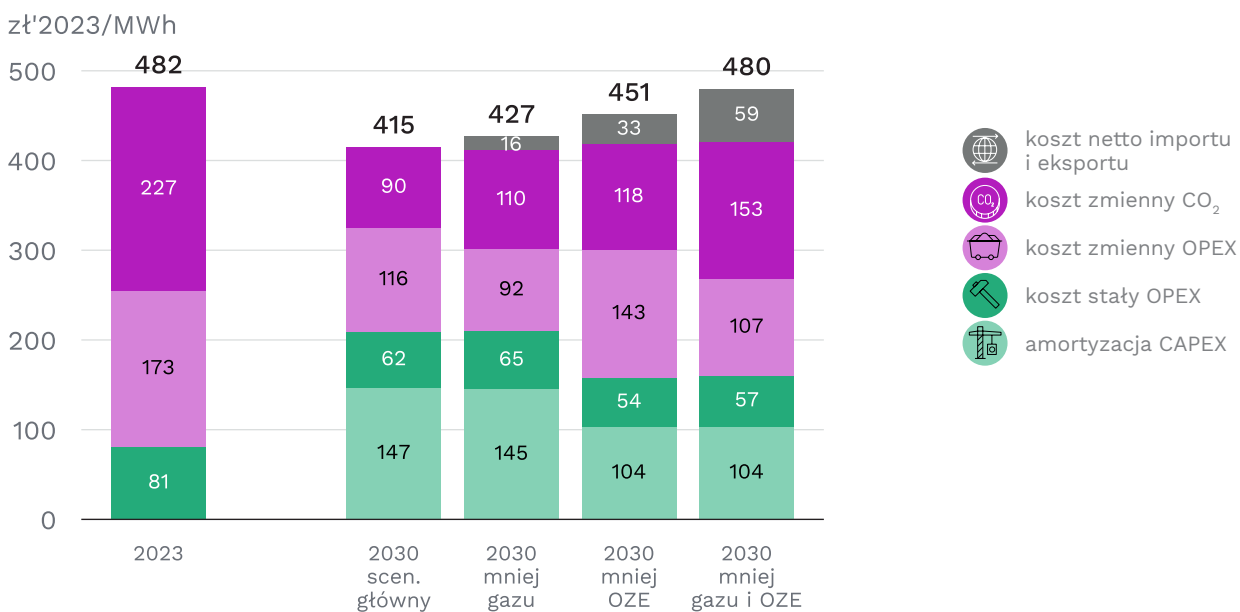
Opóźnienie rozwoju OZE to wyższe emisje CO<sub>2</sub>. Ograniczanie gazu będzie również skutkować większymi emisjami z węgla spalanego w krajowej elektroenergetyce.



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Podano emisje całkowite z paliw spalanych w elektrowniach i elektrociepłowniach konwencjonalnych. Suma wartości za 2023 r. na podstawie wstępnych danych KOBIZE (KOBIZE, 2024b).

#### WYKRES 5. Uśredniony jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w 2023 i 2030 r. (zł'2023/MWh) – scenariusz główny i warianty poboczne

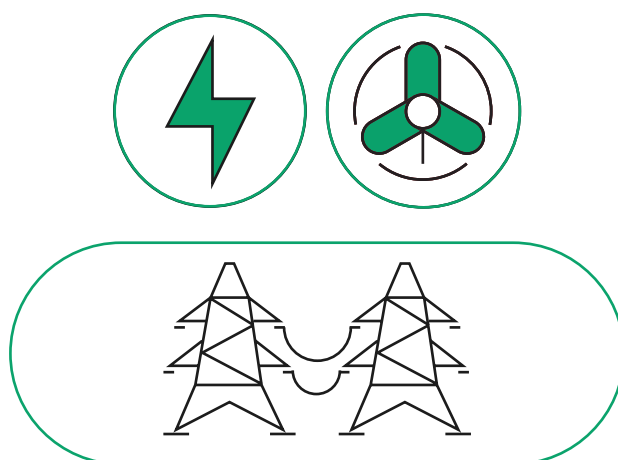
Inwestycje w OZE zwracają się na kosztach paliw, uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz importu energii.



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Koszt dotyczy 1 MWh energii dostarczonej do odbiorcy, tj. jest powiększony o koszty strat sieciowych. Koszt produkcji uwzględnia koszty związane z działaniem magazynów energii, nie uwzględnia natomiast kosztów budowy i utrzymania infrastruktury sieciowej. W przypadku 2030 r. CAPEX obejmuje inwestycje oddane do użytku po 2020 r. W przypadku 2023 r. nie uwzględniono składnika CAPEX – podany koszt jednostkowy ma zatem charakter pogładowy.

Według naszej analizy opóźnienia w rozwoju OZE czy ograniczeniu gazu przełożyłyby się przede wszystkim na wzrost rachunku za import prądu z zagranicy – o ile w scenariuszu głównym jednostkowy koszt energii elektrycznej w 2030 r. mógłby wynieść ok. 415 zł/MWh, to wartość ta w wariantcie łączącym opóźniony rozwój OZE i ograniczone zużycie gazu byłaby aż ok. 16% większa (wykres 5). Gdyby nasz model nie dopuszczał możliwości handlu energią, wzrost kosztu wynikający z większego krajowego zużycia emisyjnych paliw byłby jeszcze większy (musielibyśmy płacić więcej za paliwa i emisje).

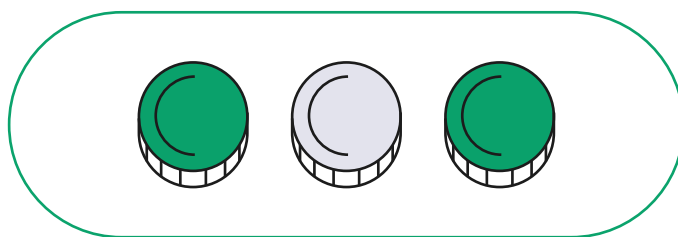
**Klimatyczne konsekwencje częściowej obrony węgla przed gazową konkurencją nie są jednoznaczne.** Z rachunku emisji CO<sub>2</sub> w procesie spalania wynikałoby, że to gaz ziemny jest mniej szkodliwym dla klimatu paliwem. Pełna ocena musiałaby jednak uwzględnić wszystkie emisje związane z wydobyciem i transportem surowców. W przypadku węgla doszłyby np. emisje metanu z kopalń, a w przypadku gazu ziemnego jego ulot podczas przesyłu. Nasza analiza nie wskazuje zatem jednoznacznie, która z opcji (wariant ograniczenia gazu czy scenariusz główny) jest korzystniejsza w kontekście ochrony klimatu, szczególnie jeśli zapotrzebowanie na gaz miało być w dużej mierze wypełnione gazem importowanym jako skroplony (LNG), którego transport wiąże się z dodatkowymi emisjami (Howarth, 2024). Mimo że nasze wyniki sugerują, że jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej mógłby być niższy w przypadku szybszego wyparcia węgla przez gaz, to ograniczenie wyceny emisji tylko do tych obejmowanych przez system EU ETS, nie przedstawia wszystkich szkód środowiskowo-klimatycznych (Charkowska, 2024).



## 2.4. Zużycie węgla i gazu w 2030 r. i później

**Zużycie gazu ziemnego w 2030 r. będzie wyższe niż obecnie, dlatego można już teraz nazwać gaz paliwem przejściowym.** To, ile dokładnie gazu będziemy zużywać, będzie jednak zależało od sytuacji rynkowej oraz decyzji politycznych. Szacujemy, że w przypadku, gdy to rynek będzie miał decydujący głos, zużycie gazu może wynieść między 27 a 29 mld m<sup>3</sup>, w zależności od tempa rozwoju OZE (wykres 6). Na wartość tę duży wpływ mają sektory elektroenergetyki i ciepłownictwa systemowego (są one w scenariuszu głównym w 2030 r. odpowiedzialne za ok. 41% zużycia gazu), ale także ogrzewnictwo indywidualne (ok. 19% zużycia). Szybki rozwój pomp ciepła w scenariuszu głównym (wykres 18 w aneksie B), postępująca termomodernizacja budynków oraz ocieplający się klimat mogłyby sprawić, że zużycie gazu na potrzeby grzewcze w budynkach w 2030 r. utrzymałoby się na dzisiejszym poziomie.

**Ograniczenie wykorzystania gazu bez spowolnienia rozwoju infrastruktury gazowej będzie trudnym zadaniem.** Właściciele wybudowanych elektrowni i elektrociepłowni na gaz będą dążyli do ich optymalnego wykorzystania, planując produkcję zgodnie z uwarunkowaniami rynkowymi. Państwo, by wymusić ograniczenie pracy tych jednostek, musiałoby uciec się do szczególnych rozwiązań. Mogłyby to być np. wprowadzenie dodatkowego podatku od zużycia gazu ziemnego czy importu paliw kopalnych<sup>7</sup> lub zablokowanie inwestycji w terminal FSRU w Zatoce Gdańskiej<sup>8</sup>. Ograniczenie wykorzystania gazu poprzez zablokowanie inwestycji w elektrownie i elektrociepłownie gazowe może mieć za to negatywne skutki dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Jak pokazujemy w kolejnym rozdziale, system elektroenergetyczny w najbliższych kilkunastu latach będzie potrzebował dużych mocy dyspozycyjnych, a jednostki gazowe, nawet te dostosowane do pracy w podstawie lub podszczytowej (CCGT), są lepiej przystosowane do elastycznego reagowania na zmienną produkcję OZE i mniej kosztowne w utrzymaniu niż bloki węglowe.



<sup>7</sup> Szacujemy, że osiągnięcie ograniczenia zużycia gazu ziemnego w 2030 r. do 23 mld m<sup>3</sup> wymagałoby podatku gazowego w wysokości 22–27 zł/GJ (w jednostkach wartości opatowej gazu).

<sup>8</sup> Skutkowałoby to ograniczoną dostępnością surowca w Polsce, która mogłaby przełożyć się na wzrost jego ceny w sposób podobny do podatku.

## Czy grozi nam tzw. pułapka gazowa?

**Jeżeli ceny paliw i emisji ukształtują się zgodnie z naszymi założeniami czy oczekiwaniami rynków, Polska znajdzie się złożonej sytuacji gazowej.**

- Państwo może być zainteresowane ograniczeniem wykorzystania gazu ziemnego ok. 2030 r. na rzecz wydobywanego w kraju węgla, w celu zmniejszenia naszej zależności od importu (tzw. pułapka gazowa). Dodatkową motywacją, niezależnie od naszej jej oceny, byłoby uniknięcie szybkiego zamknięcia większości polskiego górnictwa węgla kamiennego i brunatnego.
- Niektóre sposoby zmniejszenia pułapki gazowej nie budzą wątpliwości – są to m.in. szybki rozwój OZE czy elektryfikacja ciepłownictwa. Zużycie gazu będzie systematycznie spadać w latach 30.
- Głównym dostępnym dla rządu instrumentem ochrony węgla przed gazową konkurencją w elektroenergetyce w perspektywie pierwszej połowy lat 30. byłoby spowolnienie inwestycji w nowe jednostki wytwórcze. Rząd rzeczywiście może na to wpłynąć poprzez kształtowanie rynku mocy oraz wpływ na kluczowe spółki energetyczne – elektrownie gazowe nie zbudują się spontanicznie na wolnym rynku.
- Skuteczność wstrzymania dalszej rozbudowy mocy gazowych dla ochrony węgla będzie jednak tylko częściowa ze względu na wzrost ekonomicznego importu prądu. Co gorsze, takie wstrzymanie sprawi, że KSE może nie być gotowy na wyzwania lat 30. i 40., gdy elastyczne, coraz rzadziej uruchamiane moce gazowe będą potrzebne do bilansowania systemu opartego na zależnych od pogody OZE, w sytuacji postępującej elektryfikacji ciepłownictwa.
- Przejściowe ograniczenie wolumenu zużywanego w elektroenergetyce gazu, ale nie poprzez zahamowanie rozwoju gazowych mocy dyspozycyjnych w elektroenergetyce, wymagałby skomponowania nowego zestawu polityk mocno ingerujących w rynek paliw i energii. Taki hipotetyczny proces obarczony byłby krytycznymi ryzykami i generowałby dodatkowe koszty dla gospodarki, mógłby być sprzecznym z prawem UE, a także okazać po prostu kolejną formą przeskalowanego wsparcia dla sektora węglowego.

**Zużycie gazu ziemnego po 2030 r. będzie spadać w miarę rosnącej produkcji energii elektrycznej z OZE i elektrowni jądrowych.** Ponadto pompy ciepła mają potencjał do tego, żeby całkowicie lub prawie całkowicie wyprzeć gaz ziemny z ogrzewnictwa indywidualnego i ciepłownictwa systemowego, a wodór z elektrolizy w dużej mierze zastąpi szary wodór produkowany z gazu ziemnego (wykres 21 w aneksie B). Postępująca dekarbonizacja sprawi również, że pozostałe zużycie gazu (głównie przemysłowe) zmniejszy się dzięki elektryfikacji i zastosowaniu paliw opartych na wodorze z elektrolizy. Nasz scenariusz przewiduje także rosnącą rolę biometanu wtłaczanego do sieci – w 2050 r. 3 mld m<sup>3</sup> polskiego biometanu wypełnia połowę zapotrzebowania na gaz (wykres 20 w aneksie B), zmniejszając nominalną emisyjność paliwa w sieci gazowniczej o 50%.

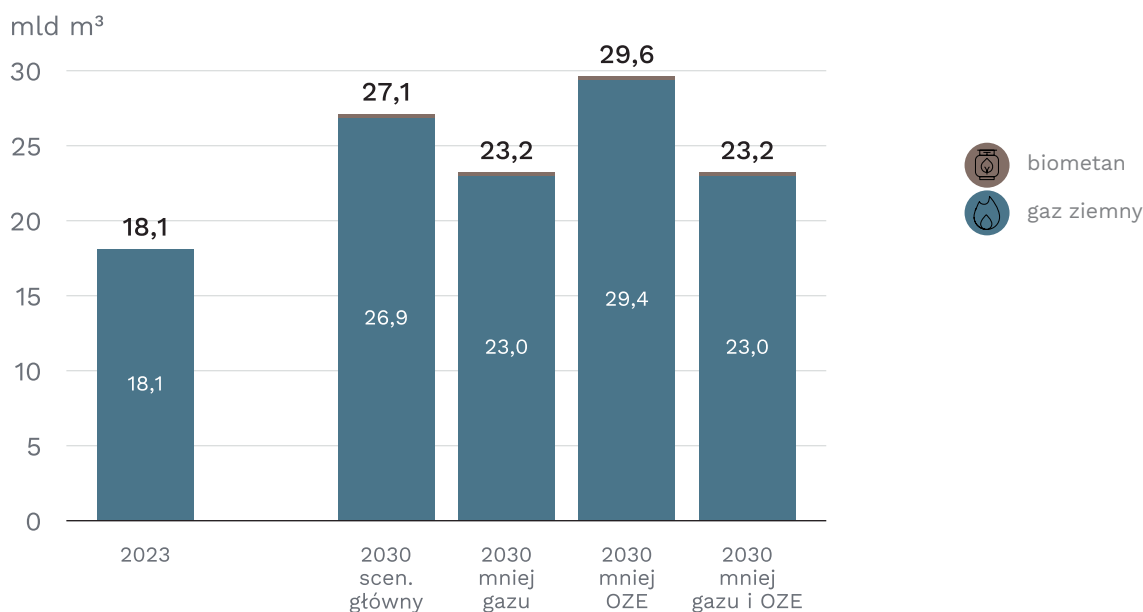
**Zużycie węgla w 2030 r. w istotnie zmniejszy się względem obecnych wartości w każdym z rozważanych wariantów.** W 2023 r. zużyto ok. 55 mln ton węgla kamiennego (1 200 PJ) i ok. 40 mln ton węgla brunatnego (330 PJ).

- **Scenariusz główny** przewiduje spadek zużycia węgla do ok. 15 mln ton w przypadku węgla kamiennego (330 PJ) i do zera w przypadku węgla brunatnego (wykres 7). Nawet w przypadku opóźnienia rozwoju OZE, w warunkach rynkowych to głównie gaz ziemny i import, a nie węgiel, wypełnią powstającą lukę produkcji.
- **Wariant ograniczający zużycie gazu** będzie skutkować względnie najwyższym zużyciem węgla, choć i tak luka produkcji (tym razem po gazie) w dużej części zostaje wypełniona importem energii. Warianty ograniczonego zużycia gazu to jedyna sytuacja, w której pojedyncze bloki na węgiel brunatny mogłyby w sposób optymalny kosztowo wciąż produkować energię elektryczną w 2030 r. (zob. przypis 6 na stronie 18).
- **Wariant łączący opóźnienie rozwoju OZE i ograniczenie zużycia gazu** prowadzi do największego zapotrzebowania na węgiel w 2030 r., wynoszącego ok. 25 mln ton węgla kamiennego (540 PJ) i ok. 10 mln ton węgla brunatnego (80 PJ).



## WYKRES 6. Zużycie krajowe gazu ziemnego i biometanu w 2023 i 2030 r. (mld m<sup>3</sup>) – scenariusz główny i warianty poboczne

Szybki rozwój OZE w scenariuszu głównym pozwala zmniejszyć zużycie gazu ziemnego o 2,5 mld m<sup>3</sup> względem wariantu opóźnionego rozwoju OZE.



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Za wartość opałową gazu przyjęto 36,6 MJ/m<sup>3</sup> – ekwiwalent gazu wysokometanowego. Założono mieszanie się gazu ziemnego i biometanu w sieci gazowniczej. Wartość za 2023 r. na podstawie danych ARE.

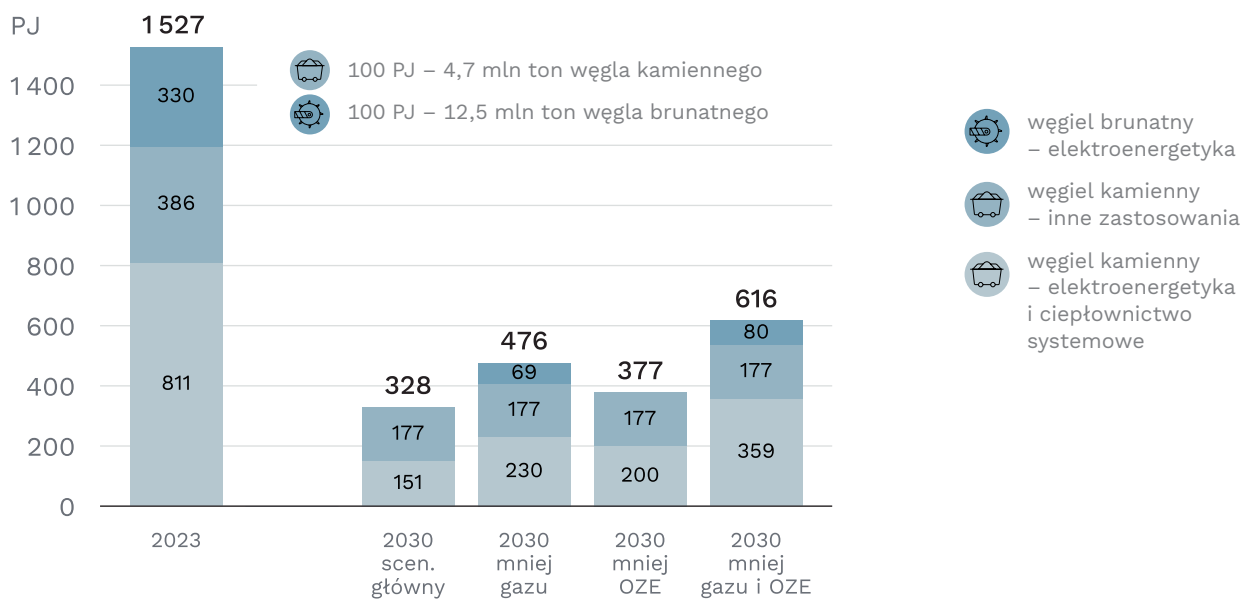
**Scenariusz główny przewiduje znikome zużycie węgla ok. 2035 r. i odejście od tego surowca w 2040 r.** Zużycie węgla kamiennego po 2030 r. dalej szybko spada, osiągając w 2035 r. 6 mln ton, a w 2040 r. już tylko 1 mln ton (wykres 19 w aneksie B). Rok 2040 jest ostatnim rokiem, w którym przewidujemy jeszcze potencjalne sporadyczne wykorzystanie elektrowni na węgiel kamienny jako zimnej rezerwy mocy, a także resztkowe zastosowanie węgla w przemyśle czy rolnictwie niezależnie od wariantu. Transformacja energetyczna, napędzana rosnącymi opłatami za emisje CO<sub>2</sub> w coraz większej liczbie sektorów polskiej gospodarki, będzie pod tym względem nieubłagana.

**Analiza pokazuje jednak, że zamknięcie np. wszystkich elektrowni węglowych do 2035 r. może nie być zasadne.** Kluczowe jest zmniejszenie skali wykorzystania paliw kopalnych, co doprowadzi też do zamknięcia niemal wszystkich kopalni węgla energetycznego. Samo utrzymanie ostatnich elektrowni węglowych przez kilka kolejnych lat nie musi wiązać się ze znacznymi emisjami. Dla porównania, ostatnie elektrownie spaliłyby w latach 2036–2040 w przybliżeniu łącznie mniej węgla niż mieściły w lipcu 2024 r. zwały przy kopalniach i elektrowniach (energy.instrat, 2024b). Taki popyt mogłyby zaspokoić resztki krajowego wydobycia lub import.

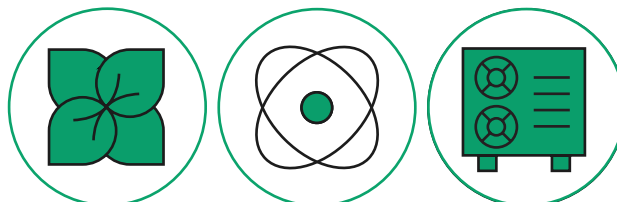


## WYKRES 7. Zużycie krajowe węgla kamiennego i brunatnego w w 2023 i 2030 r. (PJ) – scenariusz główny i warianty poboczne

W 2030 r. zapotrzebowanie krajowe na węgiel kamienny wynosi pomiędzy 15 a 25 mln ton, a na węgiel brunatny nie przekracza 10 mln ton.



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Węgiel kamienny i jego produkty pochodne, np. koks, zostały zagregowane. Podane zużycie nie uwzględnia węgla zużytego do produkcji koksu na eksport. Wartości za 2023 r. na podstawie danych ARE i oszacowań Instrat. Przeliczniki PJ na mln ton węgla na podstawie średnich wartości opatowych węgla dla elektroenergetyki w latach 2018-2022.



# 3. Co zapewni nam stabilną moc?

## 3.1. Luka mocy dyspozycyjnych w latach 30.

**Polska elektroenergetyka w latach 30. może mierzyć się z niewystarczającym poziomem mocy dyspozycyjnych w systemie.** Według operatora sieci przesyłowej w perspektywie 2035 r., bez podjęcia dodatkowych działań, wystąpi luka ok. 12 GW mocy dyspozycyjnych<sup>9</sup> (PSE, 2024a).

**Jednocześnie obserwujemy szybki rozwój projektów bateryjnych magazynów energii.** Sumaryczna moc zainstalowana baterii, które wygrały aukcje na rynku mocy na lata 2027 i 2028, to ok. 1,9 GW (URE, 2024b). W scenariuszach rozwoju systemu elektroenergetycznego OSP zakłada pomiędzy 3,8 a 15 GW mocy baterii w 2034 r. (PSE, 2024a). Istotne jest zatem pytanie, do jakiego stopnia bateryjne magazyny energii mogą zastąpić konwencjonalne źródła wytwórcze w zapewnianiu mocy dyspozycyjnej.

## 3.2. Zapotrzebowanie na źródła szczytowe

**Najtrudniejsze momenty dla systemu elektroenergetycznego opartego na OZE to momenty największego zapotrzebowania tzw. rezydualnego.** Jest to całkowite zapotrzebowanie chwilowe na moc pomniejszone o chwilową generację z wiatru i słońca. Momenty te zwykle występują w mało wietrzne, mroźne zimowe dni w godzinach wieczornego szczytu zapotrzebowania.

**Według naszego scenariusza największy przyrost mocy dyspozycyjnych nastąpi w latach 2031–2035.** Będzie on zdeterminowany właśnie wzrostem zapotrzebowania rezydualnego. Sumaryczna moc elektrowni ciepłych i elektrociepłowni w scenariuszu głównym rośnie z 29,8 GW w 2030 r. do 31,6 GW w 2035 r. To stosunkowo niewielki przyrost, ale struktura tych mocy istotnie się zmienia.

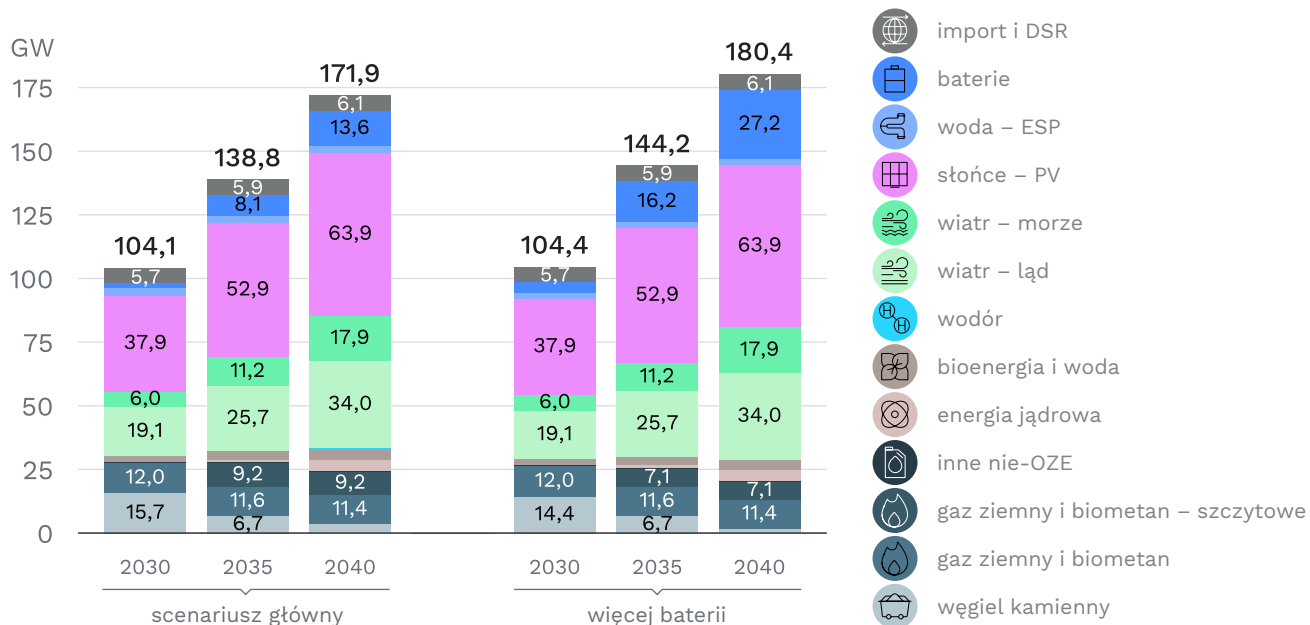
Jednostki węglowe, a także starsze jednostki gazowe, są odstawiane z przyczyn technicznych, zgodnie z zapowiedziami spółek będących ich właścicielami. W przypadku jednostek węglowych dopuszczamy także odstawienia w ramach przeprowadzonej przez model optymalizacji kosztów. Scenariusz główny wskazuje natomiast na opłacalność budowy do 2035 r. ok. 9 GW nowych gazowych elektrowni szczytowych<sup>10</sup> (wykres 8, scenariusz główny).

<sup>9</sup> Analiza wystarczalności mocy PSE zakłada powstanie jednostek wytwórczych i magazynów energii zakontraktowanych na rynku mocy, co przekłada się na osiągnięcie ok. 8,5 GW mocy zainstalowanej bloków gazowych oraz redukcję mocy zainstalowanej bloków węglowych (JWCD i nie-JWCD) do ok. 10 GW w 2035 r. Nie zakłada ona powstania elektrowni jądrowej.

<sup>10</sup> Założeniem naszych scenariuszy jest brak opłacalności budowy elektrowni CCGT po 2030 r. Przyjmujemy jednak, że w latach 2031–2035 wciąż mogą powstawać elektrownie szczytowe na gaz, tj. OCGT lub silniki tłokowe.

## WYKRES 8. Moce zainstalowane w elektroenergetyce w latach 2030, 2035 i 2040 (GW) – scenariusz główny i wariant podwojonej mocy baterii

Lata 30. przyniosą zapotrzebowanie na nowe moce dyspozycyjne. W 2035 r. hipotetyczne podwojenie mocy baterii z 8 do 16 GW ogranicza moc zainstalowaną nowych jednostek szczytowych tylko o 2 GW.



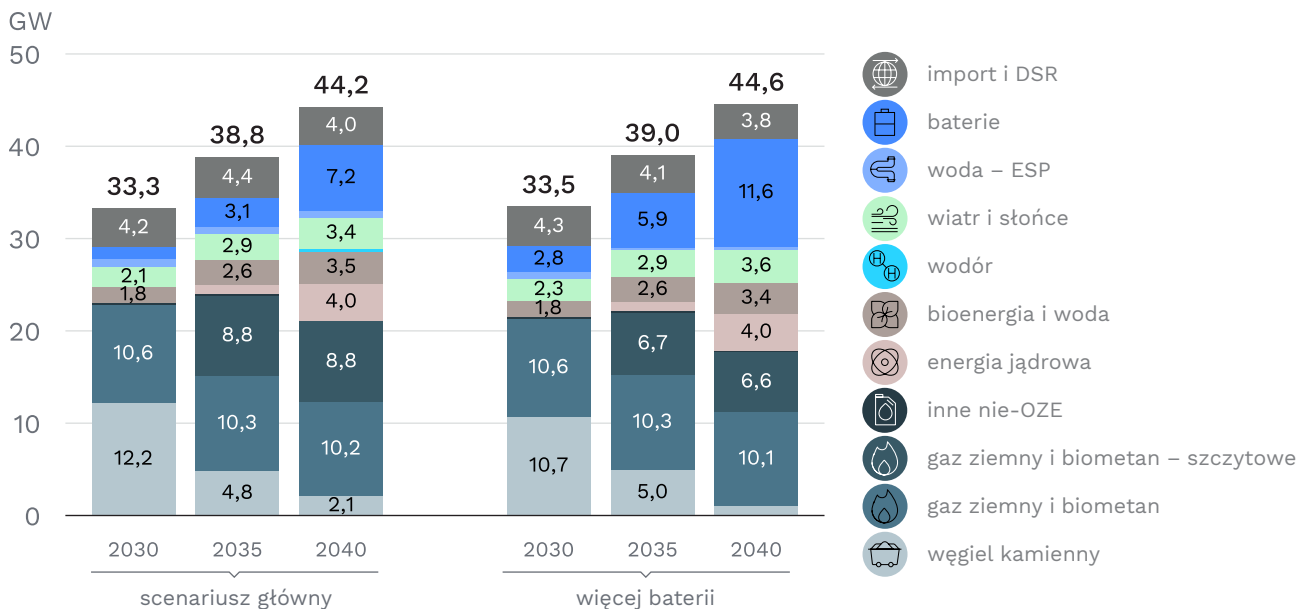
Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Podano moce netto. W wariacie podwojonych mocy baterii podwojona jest także pojemność baterii. ESP to elektrownie szczytowo-pompowe (magazyny energii elektrycznej).

Oceniamy, że lata 2031–2035 będą najtrudniejsze pod względem zapewnienia systemowi mocy dyspozycyjnych, gdyż wiele jednostek na węgiel będzie już wtedy odstawianych. Natomiast pierwszy blok jądrowy powstanie nie wcześniej niż w 2035 r.

**Dla elektryfikacji ogrzewnictwa kluczowe są dyspozycyjne moce uzupełniające generację OZE w krytycznych momentach.** Według naszych oszacowań maksymalne zapotrzebowanie rezydualne może wynieść w 2035 r. ok. 36 GW, w momentach, w których aż 11 GW poboru mocy pochodzi z technologii power-to-heat wykorzystywanych w ogrzewnictwie indywidualnym, przede wszystkim pomp ciepła. Brak odpowiednich mocy dyspozycyjnych, zabezpieczających to zapotrzebowanie na moc, może skłonić operatorów sieci elektroenergetycznych do podjęcia kroków wstrzymujących szybki rozwój pomp ciepła. Spowolnienie rozwoju tej technologii mogą powodować też obawy potencjalnych nabywców pomp ciepła o wysokie ceny energii elektrycznej, zwłaszcza w mroźne, bezwietrzne dni, kiedy podaż energii może być mniejsza niż potencjalny na nią popyt. Miałyby to niekorzystny wpływ na redukcję zużycia gazu i emisji w sektorze ogrzewnictwa.

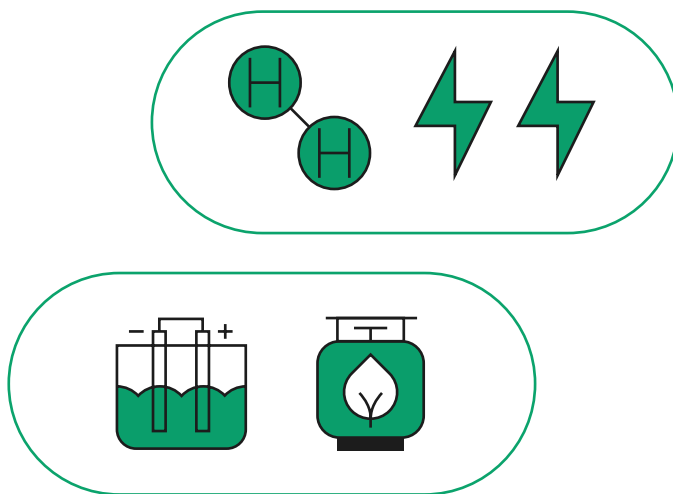
## WYKRES 9. Średnia generacja energii elektrycznej w godzinach szczytowego zapotrzebowania rezydualnego w latach 2030, 2035 i 2040 (GW) – scenariusz główny i wariant podwójonej mocy baterii

Wykorzystanie mocy baterii w najtrudniejszych godzinach dla elektroenergetyki to 40–60%. Konwencjonalne jednostki wytwórcze pracują wtedy z 80–90% mocy nominalnej\*.



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Zapotrzebowanie rezydualne to całkowita generacja, pomniejszona o generację ze zmiennego OZE (wiatr i słońce). Pokazano średnią z 40 godzin największego zapotrzebowania rezydualnego.

\* Podane procentowe wartości są wynikiem podzielenia średniej generacji w godzinach szczytowego zapotrzebowania rezydualnego przez moc zainstalowaną przedstawioną na wykresie 8.



### 3.3. Magazyny energii i inne alternatywy

**Istotną rolę w wypełnianiu szczytowego zapotrzebowania rezydualnego mają magazyny energii, import oraz usługi redukcji popytu.** W scenariuszu głównym w 2035 r. magazyny energii elektrycznej (tj. baterie oraz elektrownie szczytowo-pompowe) wypełniają ok. 9% szczytowego zapotrzebowania rezydualnego, import ok. 10%<sup>11</sup>, a usługi redukcji popytu (DSR, ang. *demand side response*) ok. 2%.

**Magazyny energii wspierają system, ale nie działają z pełną mocą w momentach szczytowego zapotrzebowania rezydualnego.** Moc zainstalowana baterii w scenariuszu głównym w 2035 r. wynosi 8,1 GW<sup>12</sup> (wykres 8, scenariusz główny). W momentach szczytowego zapotrzebowania rezydualnego średnia generacja baterii w 2035 r. to jednak tylko 3,1 GW (wykres 9, scenariusz główny). Ograniczeniem jest pojemność baterii, ale też dostępność taniej „nadmiarowej” energii z OZE, którą baterie mogłyby magazynować przed okresami dużego zapotrzebowania.

**Duże zwiększenie mocy i pojemności baterii ponad optymalny ekonomicznie poziom skutkuje niższym wykorzystaniem mocy magazynów energii.** Gdyby moc zainstalowana i pojemności baterii były dwukrotnie większe niż w scenariuszu głównym (wykres 8, wariant więcej baterii), to zapotrzebowanie na konwencjonalne moce szczytowe w 2035 r. spadłoby tylko o ok. 2 GW. W 2035 r. generacja baterii w krytycznych momentach urosłaby z 3,1 GW do 5,9 GW, a w 2040 r. z 7,2 do 11,6 GW (wykres 9, wariant więcej baterii). Jednocześnie zmalałoby wykorzystanie mocy elektrowni szczytowo-pompowych – dominującej obecnie technologii magazynowania energii. Wkład magazynów energii do wypełniania szczytowego zapotrzebowania rezydualnego skaluje się zatem z ich mocą zainstalowaną w sposób nieliniowy – każdy dodatkowy gigawat magazynu przynosi mniejsze korzyści dla systemu.

**Elastyczność popytu na energię elektryczną obniża zapotrzebowanie na moce szczytowe.** Nasz model systemu energetycznego optymalizuje profile zapotrzebowania na energię elektryczną ze strony technologii power-to-heat, ładowarek samochodów elektrycznych oraz elektrolizerów produkujących wodór – przy realistycznych ograniczeniach. Wynikające z optymalizacji szczytowe zapotrzebowanie rezydualne jest zatem niższe niż wynikałoby z przyjęcia sztywnych profili zapotrzebowania.

---

11 Interkonektory teoretycznie mogłyby nawet w większej skali wesprzeć system, ale ze względu na kwestie bezpieczeństwa energetycznego, przyjmujemy do naszych analiz tylko 50% ich mocy. Generacja i pobór energii elektrycznej w krajach sąsiadujących modelowane są godzina po godzinie – uwzględniamy więc fakt, że np. w momentach złej pogody i wysokiego zapotrzebowania nasi sąsiedzi nie mają nadwyżek energii na sprzedaż. Analizy dotyczące wystarczalności zasobów prowadzone przez PSE sprawdzają natomiast, czy system poradzi sobie bez żadnego wsparcia państw sąsiednich.

12 Wynikiem wstępnej optymalizacji inwestycyjnej dla mocy baterii w 2035 r. jest 5,4 GW. Nasz model nie uwzględnia jednak potencjalnych korzyści z dostarczanych przez baterie usług stabilizujących pracę sieci. W obliczu tego ograniczenia nasza metodologia przewiduje ponowną optymalizację systemu z wymuszoną mocą zainstalowaną baterii w wysokości 150% pierwotnej wartości. Pojemność baterii jest optymalizowana niezależnie od mocy i w 2035 r. wynosi ok. 36 GWh.

Przykładowo, wkład ładowarek samochodów elektrycznych do szczytowego zapotrzebowania rezydualnego wynosi w 2035 r. ok. 0,5 GW, podczas gdy ich średnioroczne zapotrzebowanie na moc wynosi ok. 0,9 GW<sup>13</sup>. Zakładamy więc, że część posiadaczy aut elektrycznych przekłada ładowanie na lepszy moment doby, ale nie wszyscy – np. podróżni ładujący auta przy autostradach nie mogą czekać na powiew wiatru czy wzejście słońca. Natomiast kotły elektryczne w ciepłownictwie systemowym czy elektrolizery w ogóle nie pracują w godzinach szczytowego zapotrzebowania rezydualnego.

Przewidujemy również częściową elastyczność poboru energii elektrycznej przez domowe pompy ciepła poprzez wykorzystanie magazynów ciepła. Za elastyczność pozostałej części popytu odpowiada usługa DSR<sup>14</sup>.

### 3.4. Skutki budowy źródeł szczytowych

**Budowa nowych lub modernizacja istniejących elektrowni konwencjonalnych nie zatrzyma spadku produkcji energii z paliw kopalnych.** Produkcja energii elektrycznej z paliw kopalnych spada z 69 TWh w 2030 r. do 47 TWh w 2035 r. (wykres 14 w aneksie B). Przytoczone w sekcji 3.2 9 GW elektrowni szczytowych na gaz działa w 2035 r. średnio z tylko 8% wykorzystaniem mocy, a wykorzystanie pozostałych w systemie elektrowni węglowych spada poniżej 1%, czyniąc z tych drugich efektywnie zimną rezerwę mocy.

**W przypadku sporadycznie wykorzystywanych źródeł energii to koszty stałe determinują opłacalność technologii.** Założenia naszego modelu wskazują na opłacalność budowy stosunkowo dużych mocy gazowych elektrowni szczytowych. W scenariuszu głównym w 2035 r. sumaryczna moc zainstalowana elektrowni i elektrociepłowni na gaz to 20,8 GW, a na węgiel kamienny 6,7 GW. Jednostki gazowe są tańsze w utrzymaniu niż jednostki węglowe, przyjmujemy dla nich również wyższy współczynnik dyspozycyjności: 95% dla jednostek gazowych i 85–90% dla jednostek węglowych. Koszt budowy tych drugich został jednak już poniesiony, przez co różnica w kosztach wykorzystania tych źródeł jako zimnej rezerwy mocy jest minimalna. Istotną kwestią, potencjalnie generującą dodatkowe koszty dla wykorzystania elektrowni gazowych, jest zapewnienie odpowiedniej maksymalnej mocy przesyłu gazu w sieci. W wyjątkowo trudnych momentach wszystkie jednostki gazowe będą musiały pracować jednocześnie. Oszacowane przez nas szczytowe zapotrzebowanie godzinowe na gaz w scenariuszu głównym w 2035 r. to ok. 7,4 mln m<sup>3</sup>/h – nie wykracza ono jednak ponad obecne założenia planistyczne operatora (7,5–8 mln m<sup>3</sup>/h) (GS, 2024).

---

13 W scenariuszach dekarbonizacji do 2040 r. opublikowanych w 2023 r. (Kubiczek i in., 2023) rozważyliśmy również dwukierunkowe ładowarki umożliwiające wsparcie systemu przez baterie samochodów elektrycznych (V2G, ang. *vehicle-to-grid*). W obecnej analizie ograniczamy elastyczność ładowania i nie uwzględniamy V2G, by w sposób bardziej zachowawczy oszacować zapotrzebowanie na systemowe magazyny energii i szczytowe elektrownie.

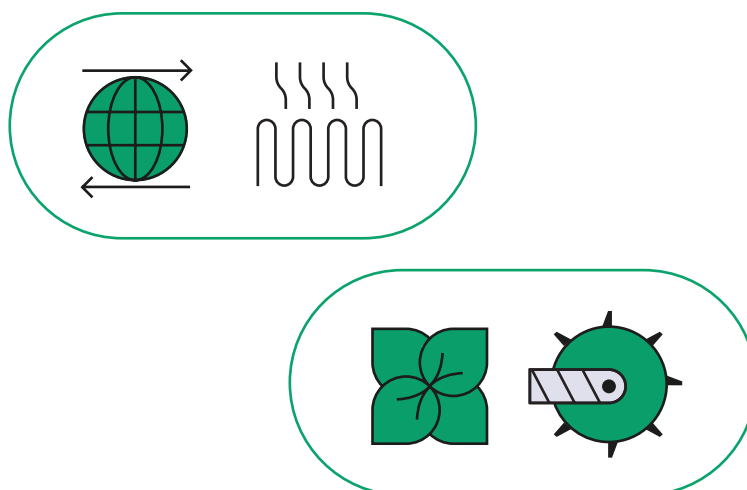
14 Za dostępną moc usługi redukcji popytu DSR przyjęliśmy 10% średniorocznego zapotrzebowania godzinowego na energię elektryczną niewynikającego z elektryfikacji ciepłownictwa, mobilności czy produkcji wodoru.

**Wariant dłuższego utrzymania elektrowni na węgiel kamienny po 2030 r. zmniejsza zapotrzebowanie na szczytowe elektrownie gazowe do 6 GW.**

Taki wariant (nie przedstawiliśmy go na wykresach) – zgodny z planem odstawić bloków na węgiel kamienny według dat ogłoszonych przez spółki – prowadzi do praktycznie tych samych kosztów systemowych i emisji jak w scenariuszu głównym. W tym wariantcie sumaryczna moc źródeł na gaz w 2035 r. wynosi 17,7 GW (z czego ok. 6 GW to jednostki szczytowe), a na węgiel kamienny 10,7 GW. Również i w tym wariantcie wykorzystanie mocy elektrowni węglowych nie przekracza 1%. Wariant utrzymania jednostek na węgiel brunatny byłby już jednak zauważalnie droższy<sup>15</sup>, gdyż wymuszałyby kosztowne utrzymanie przy elektrowniach odkrywek dostarczających paliwo. Koszt dostarczania węgla kamiennego można natomiast ograniczyć poprzez pozostawienie w użyciu tylko najbardziej rentownych kopalni lub wręcz import surowca.

**Źródła szczytowe wybudowane do 2035 r. w dużej mierze wystarczają do stabilizacji systemu nawet w perspektywie 2050 r.**

W naszym scenariuszu głównym po 2035 r. powstaje jedynie ok. 3 GW dodatkowych źródeł szczytowych na wodór<sup>16</sup> (wykres 13 w aneksie B). Coraz większą rolę będą odgrywać elektrownie jądrowe, które działając w podstawie, wypełniają dużą część zapotrzebowania na moc rezydualną. Niemniej, w przypadku opóźnienia programu jądrowego, zapotrzebowanie na nowe źródła szczytowe będzie dużo większe.



<sup>15</sup> Według obecnych założeń modelu wariant utrzymania elektrowni na węgiel brunatny przełożyłby się na wzrost jednostkowego kosztu produkcji energii elektrycznej w 2035 r. o ok. 2% względem scenariusza głównego. Optymalizacja jednak zakłada, że moc wydobywczą odkrywki (a co za tym idzie, koszty stałe wydobycia) dałoby się zmniejszyć proporcjonalnie do mocy elektrowni, co w praktyce będzie bardzo trudne do wykonania. Z tego powodu należy się spodziewać, że koszt produkcji energii w takim wariantcie byłby jeszcze większy.

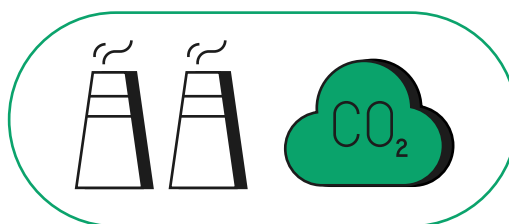
<sup>16</sup> Zgodnie z założeniami naszego scenariusza po 2035 r. jedyną opcją na inwestycje w źródła szczytowe są elektrownie na wodór. Nie przewidujemy możliwości technicznej spalania wodoru w elektrowniach na gaz.

# 4. Jak osiągnąć neutralność klimatyczną?

## 4.1. Cel zera netto w 2050 r.

**Polska jako kraj członkowski UE zobowiązała się do dołożenia starań na rzecz osiągnięcia neutralności klimatycznej wspólnoty w 2050 r.** Europejskie prawo o klimacie stwierdza, że w dążeniach do osiągnięcia tego celu ma znaczenie „sprawiedliwość i solidarność między państwami członkowskimi”, a także „optymalność” (Rozporządzenie 2021/1119). Oznacza to, że Polska w 2050 r. nie jest bezpośrednio zobowiązana do osiągnięcia neutralności klimatycznej jako kraj. Stanowiłoby to oczywiście wyraz globalnej odpowiedzialności Polski jako coraz zamożniejszego państwa rozwiniętego. Natomiast samo uczestnictwo w celu wyznaczonym na poziomie unijnym wymaga od naszego kraju przynajmniej zbliżenia się do zerowych emisji netto w 2050 r.

**Zbadaliśmy, w jaki sposób musiałby się rozwinąć polski system energetyczny, by osiągnąć neutralność klimatyczną w 2050 r.** W tym celu rozszerzamy nasz scenariusz główny do 2050 r., znosząc na ostatni modelowany pięcioletni okres (2046–2050) ograniczenia dotyczące tempa przyrostu nowych mocy wiatrowych i słonecznych, a jednocześnie utrzymując ograniczenia na ich maksymalną moc zainstalowaną (potencjał). Możemy budować szybciej, jednak dostępność lokalizacji dla OZE pozostaje ograniczona. Oznacza to dodatkową mobilizację regulacyjną i inwestycyjną na ostatniej prostej transformacji. Ponadto nakładamy na model wymóg zerowej netto emisji gazów cieplarnianych w Polsce<sup>17</sup>.



<sup>17</sup> Procedura ta pozwala nam oszacować krańcowy koszt redukcji emisji na ok. 350 euro/t CO<sub>2</sub>. To ok. 20 euro/t CO<sub>2</sub> więcej ponad założoną przez nas cenę emisji w 2050 r. Redukcja emisji w sektorach odpowiadających za większość emisji w 2050 r. (transport, przemysł, rolnictwo) jest jednak wynikiem symulacyjnych założeń poza modelem optymalizacyjnym PyPSA-PL, przez co rekomendujemy ostrożność w porównywaniu naszego oszacowania kosztów krańcowych redukcji emisji z wynikami innych opracowań.



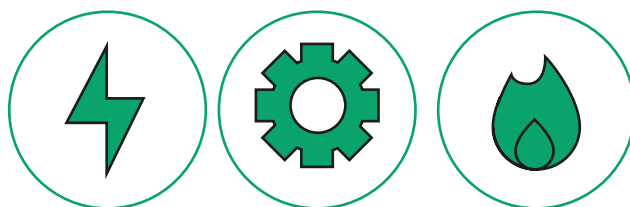
## 4.2. Miks elektroenergetyczny 2050 r.

**Neutralność klimatyczna oznacza prawie pełne zastąpienie paliw kopalnych w gospodarce poprzez elektryfikację i zastosowanie wodoru.** Wiąże się to z bardzo istotnym wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną w perspektywie 2050 r. – jej roczna produkcja w naszym scenariuszu głównym musiałaby wynieść ok. 500 TWh, czyli trzykrotnie więcej niż obecna krajowa generacja. Aż 1/3 tej energii zużywana byłaby do produkcji wodoru w procesie elektrolizy (wykres 16 w aneksie B).

**Nasze oszacowanie zapotrzebowania na energię elektryczną i wodór w 2050 r. są zgodne z wynikami innych ośrodków eksperckich.** Oszacowane przez nas zapotrzebowanie na energię elektryczną z wyłączeniem zużycia energii na elektrolizę – 325 TWh – w przybliżeniu pokrywa się z wartościami podanymi w najnowszym opracowaniu Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych (CAKE) – ok. 345 TWh w scenariuszu „Fit55\_sup100” (Pyrka i in., 2024). Naszą analizę cechuje jednak wyższe zapotrzebowanie na wodór, zgodne ze scenariuszem bezemisyjnej gospodarki w Symulatorze Systemu Energetycznego Narodowego Centrum Badań i Rozwoju (NCBR) – ok. 3,3 mln ton (NCBR, 2024).

**Źródła odnawialne nie zaspokoją zapotrzebowania na produkcję 500 TWh energii elektrycznej.** Wykracza to poza ich możliwości. Zgodnie z przyjętym przez nas potencjałem krajowym OZE (ok. 95 GW fotowoltaiki, 43 GW lądowych i 31 GW morskich farm wiatrowych) oraz ograniczonymi możliwościami wykorzystania w Polsce energii wody, zrównoważonej biomasy i biogazu, potencjalna produkcja OZE to ok. 390 TWh, czyli ok. 3/4 zapotrzebowania (wykres 10, scenariusz główny).

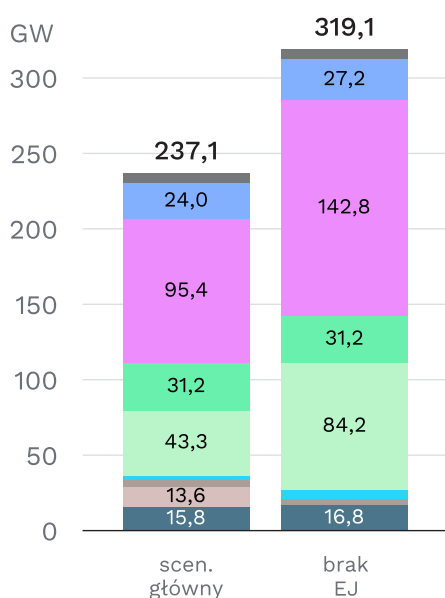
**Brakującą porcję bezemisyjnej energii muszą dostarczać elektrownie jądrowe.** Muszą one produkować ok. 110 TWh. Przekłada się to na budowę ok. 14 GW mocy – to przykładowo 3 duże elektrownie jądrowe i 12 jednostek SMR. To duże moce i realizacja tej skali inwestycji do 2050 r. wydaje się być dużym wyzwaniem, szczególnie ze względu na niepewność co do skalowalności technologii SMR.



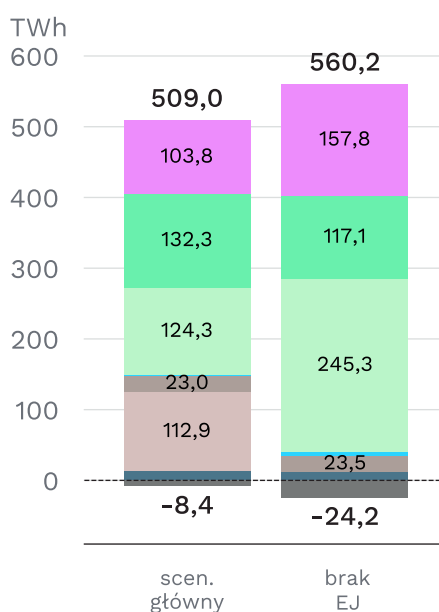
## WYKRES 10. Moce zainstalowane w elektroenergetyce (GW) i produkcja energii elektrycznej (TWh) w 2050 r. – scenariusz główny i wariant braku energetyki jądrowej

Możemy osiągnąć neutralność klimatyczną, rozbudowując OZE do maksymalnego potencjału i szybko rozwijając energetykę jądrową. Alternatywą do mocy jądrowych byłoby dodatkowe 40 GW wiatru i 50 GW fotowoltaiki ponad szacunkowy krajowy potencjał.

### A. MOCE ZAINSTALOWANE (GW)



### B. PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ (TWh)



#### GENERACJA



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Podano moce i produkcję netto, tj. bez uwzględnienia potrzeb własnych elektrowni ciepłych.

### 4.3. Czy Polska może obejść się bez energetyki jądrowej?

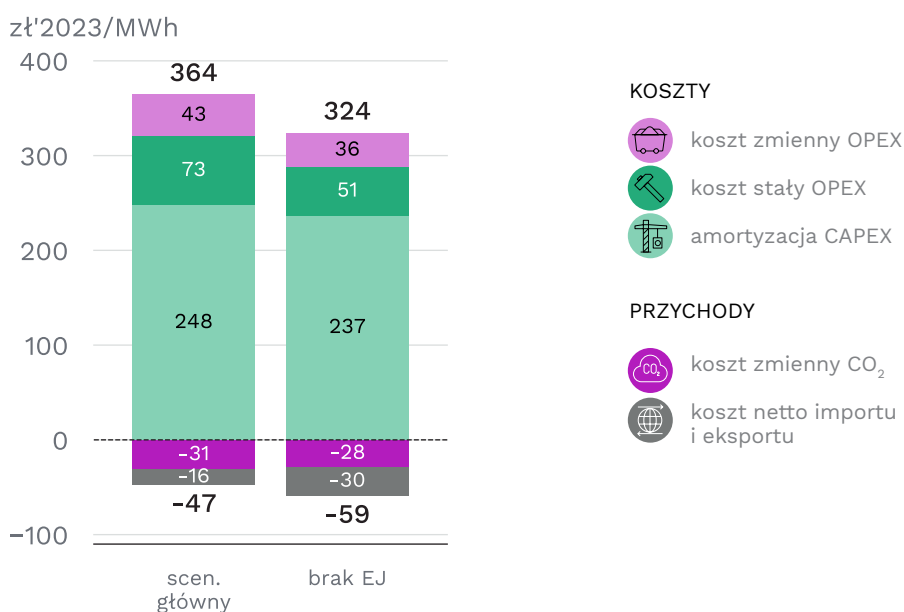
**Brak energii jądrowej w miksie elektroenergetycznym wymagałby wybudowania dodatkowo ok. 40 GW lądowych farm wiatrowych i 50 GW fotowoltaiki.** Miks mocy zainstalowanych i produkcji energii elektrycznej w takim przypadku przedstawiono na wykresie 10 (wariant brak EJ).

**W tym wariantcie moce OZE musiałyby znacznie przekroczyć maksymalny szacowany przez nas potencjał.** O ile jednak istnieją rozwiązania zwiększające potencjał elektrowni słonecznych, jak np. agrofotowoltaika (Czyżak i Mindeková, 2024), to trudno sobie wyobrazić istotnie większą moc zainstalowaną w lądowych farmach wiatrowych niż oszacowane przez nas w 2021 r. 43 GW (Czyżak i in., 2021a). Przedstawiony wariant neutralności klimatycznej bez energetyki jądrowej jest więc w naszej ocenie praktycznie niemożliwy do zrealizowania.

**Wariant bez energetyki jądrowej cechowałby się natomiast niższym jednostkowym kosztem produkcji energii elektrycznej.** Środowiska kontestujące rozwój energetyki jądrowej powołują się często na argument wyższego kosztu energii elektrycznej produkowanej z elektrowni jądrowych w porównaniu do OZE. Nasza analiza wskazuje na potencjalną słuszność tego argumentu, jednak zwiększony koszt energii z mixsu uwzględniającego energię jądrową (ok. 15–20% w zależności o tego, czy uwzględniono saldo handlowe wymiany transgranicznej) może być ceną, którą należy zapłacić za ograniczony krajowy potencjał mocy OZE (wykres 11). W przypadku scenariusza bez energetyki jądrowej należy się też liczyć z istotnie większymi kosztami rozbudowy sieci, a także z rosnącymi cenami coraz mniej dostępnych terenów pod rozbudowę OZE. W niniejszym raporcie takich kosztów jednak nie analizujemy.

**WYKRES 11. Uśredniony jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w 2050 r. (zł'2023/MWh) – scenariusz główny i wariant braku energetyki jądrowej**

Wariant neutralności klimatycznej bez energetyki jądrowej może oznaczać niższy jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej. Zakłada on jednak możliwość budowy OZE ponad szacunkowy krajowy potencjał.



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Koszt dotyczy 1 MWh energii dostarczonej do odbiorcy, tj. jest powiększony o koszty strat sieciowych. Koszt produkcji uwzględnia koszty związane z działaniem magazynów energii, nie uwzględnia natomiast kosztów budowy i utrzymania infrastruktury sieciowej. CAPEX obejmuje inwestycje oddane do użytku po 2020 r. i wciąż istniejące w 2050 r. Technologia BECCS w elektroenergetyce powoduje, że wkład opłat za emisje CO<sub>2</sub> do kosztu jest ujemny.

## 4.4. Niepewności w planowaniu

**Neutralność klimatyczna będzie wymagać wdrożenia technologii ujemnych emisji CO<sub>2</sub>.** Neutralność klimatyczna – rozumiana jako osiągnięcie zera netto emisji gazów cieplarnianych – nie wyklucza istnienia procesów generujących emisje, o ile zostaną one zrównoważone poprzez pochłanianie CO<sub>2</sub> przez naturalne procesy przyrodnicze (kategoria LULUCF<sup>18</sup>) oraz metody technologiczne. W naszym scenariuszu w 2050 r. ujemne emisje wynoszą ok. 67 mln ton CO<sub>2</sub>eq, z czego 38 mln ton to LULUCF, 25 mln ton to pochłanianie i magazynowanie CO<sub>2</sub> z biomasy spalanej w elektroenergetyce (BECCS), a 4 mln ton to magazynowanie CO<sub>2</sub> odzyskanego w procesie uszlachetniania biogazu do biometanu (wykres 12).

Zwiększenie pochłaniania LULUCF będzie wymagało odpowiedzialnej gospodarki leśnej oraz zwiększonej ochrony ekosystemów bogatych w węgiel, takich jak torfowiska. Technologiczne metody wymagać będą natomiast rozwoju odpowiedniej infrastruktury do przesyłu i długoterminowego magazynowania CO<sub>2</sub>, np. w dawnych pokładach gazu na dnie mórz.

**Transformacja nie może zbyt mocno opierać się na możliwości rozwoju technologii ujemnych emisji.** Wśród naukowców wciąż nie ma konsensusu w kwestii skalowalności technologii ujemnych emisji (Sierpińska, 2022; Dwyer i Tandon, 2024). W planowaniu osiągnięcia neutralności klimatycznej należy je zatem ograniczyć do neutralizacji emisji najtrudniejszych w redukcji (tzw. *hard-to-abate*). W naszym scenariuszu dla Polski są to przede wszystkim emisje procesowe w przemyśle i rolnictwie, a także emisje z transportu, który prawdopodobnie w 2050 r. wciąż nie będzie w 100% oparty na bezemisyjnych paliwach (wykres 12).

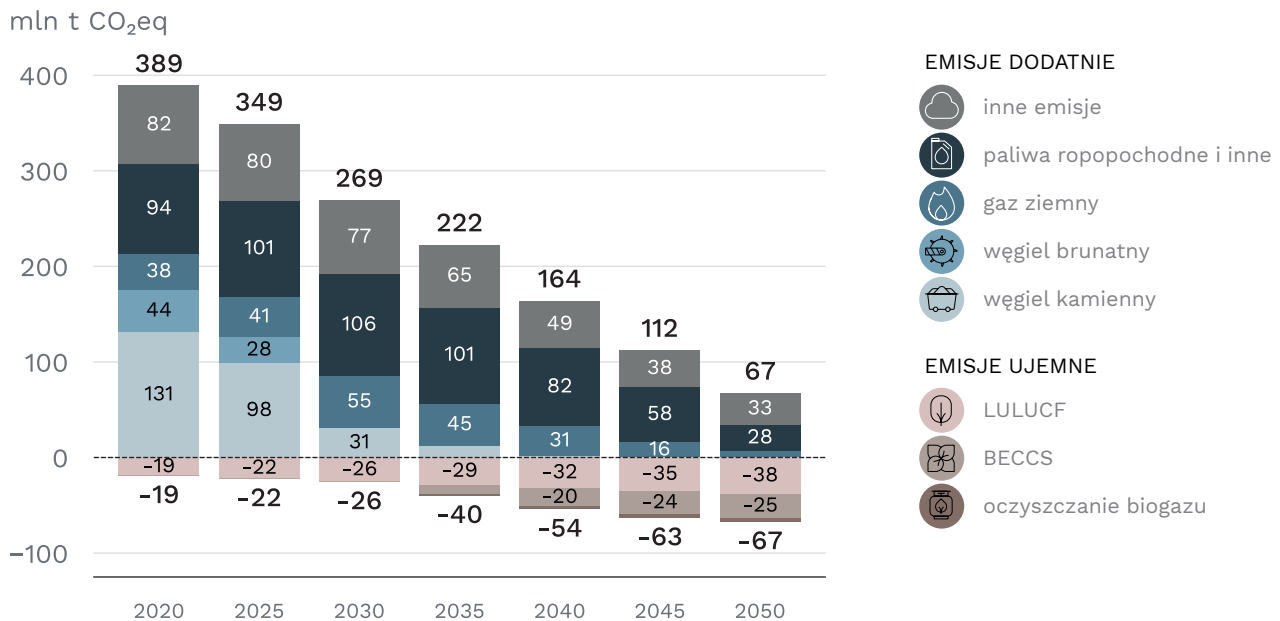
**Nasz scenariusz zakłada, że końcowe zużycie energii będzie rosnąć, ale można sobie wyobrazić ścieżki aktywnej transformacji strony popytowej.** W naszej analizie przedstawiamy scenariusz ambitnej transformacji energetycznej skupionej na stronie podażowej, której nie towarzyszy głęboka zmiana społeczno-gospodarcza. Jediną polityką wpływającą na zachowanie konsumentów w naszym scenariuszu jest zdecydowane wsparcie rozwoju transportu publicznego, skutkujące odwróceniem wzrostowego trendu indywidualnej mobilności drogowej po 2035 r. i związanymi z tym oszczędnościami energii. Istnieje jednak szereg innych polityk, które mogłyby jeszcze mocniej realizować zasady efektywności i wystarczalności energetycznej. Mogą to być np. lepsze planowanie rozwoju miast czy ograniczenie energochłonności rolnictwa, które pozwoliłyby na utrzymanie czy nawet podwyższenie jakości życia uczestników transformacji (Creutzig i in., 2022). Wdrożenie takich polityk mogłoby zmniejszyć zapotrzebowanie na rozwój nowych mocy OZE i energetyki jądrowej, ułatwiając osiągnięcie neutralności klimatycznej. Analiza tego typu scenariuszy wykracza jednak poza zakres niniejszego raportu.

---

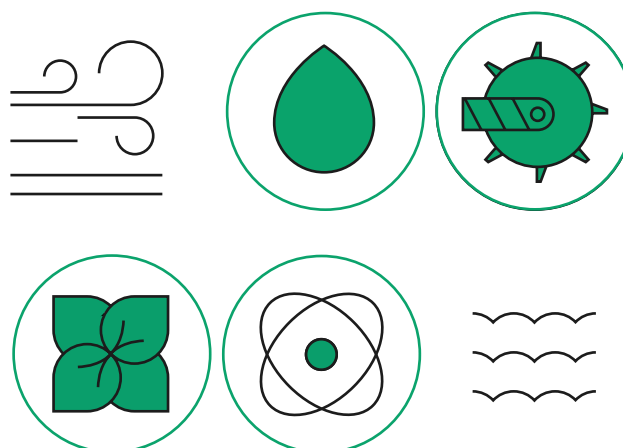
18 LULUCF (ang. *land use, land use change, and forestry*) – sektor emisji związany z gospodarowaniem biosferą, w ostatnich kilku latach odpowiedzialny w Polsce za ok. 20 mln t CO<sub>2</sub>eq ujemnych emisji netto rocznie, a w niektórych wcześniejszych latach nawet za ponad 40 mln t CO<sub>2</sub>eq (KOBIZE, 2024a).

## WYKRES 12. Całkowite roczne emisje gazów cieplarnianych w Polsce w latach 2020–2050 (mln t CO<sub>2</sub>eq) – scenariusz główny

Wraz z postępowaniem transformacji, za coraz większą część emisji gazów cieplarnianych będą odpowiadały transport oraz procesy przemysłowe i rolnicze. Technologie ujemnych emisji i zwiększenie naturalnego pochłaniania CO<sub>2</sub> będą konieczne do neutralizacji części tych emisji.



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Inne emisje to emisje lotne paliw, emisje z procesów przemysłowych (z wyjątkiem produkcji wodoru z gazu ziemnego), rolniczych i z sektora odpadów. Wartości za rok 2020 są średnimi z lat 2019–2021 na podstawie danych KOBiZE. LULUCF to sektor emisji związany z gospodarowaniem biosferą. BECCS to pochłanianie emisji CO<sub>2</sub> generowanych w procesie wytwarzania energii z biomasy.



# 5. Podsumowanie

Polska transformacja energetyczna może się powieść, ale warunkiem jest właściwe wytyczenie celów przez państwo. Przedstawiona przez nas droga do neutralności klimatycznej Polski w 2050 r. wyznacza kierunek potrzebnych zmian, nie jest natomiast ostateczną receptą na wszystkie problemy. Jej analiza pozwala jednak zidentyfikować priorytety i najważniejsze wyzwania na następne trzy dekady (tabela 2).

**Szybki rozwój OZE jest potrzebny, by zakończyć erę węgla w Polsce, a jednocześnie uniknąć pułapki gazowej.** Obecnie najbardziej efektywną metodą ograniczania polskich emisji CO<sub>2</sub> jest zastępowanie produkcji energii elektrycznej z węgla odnawialnymi źródłami energii. Mechanizmy rynkowe i system EU ETS będą przejściowo sprzyjały rosnącemu udziałowi gazu w miksie elektroenergetycznym, należy zatem zadbać o to, by skala infrastruktury gazowej i jej wykorzystanie wynikały tylko z realnych potrzeb uzupełniania produkcji OZE. Kluczowe w tych aspektach będzie uelastycznienie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego pozwalające na uniknięcie nadmiarowej pracy elektrowni konwencjonalnych i na kosztowo optymalną integrację OZE.

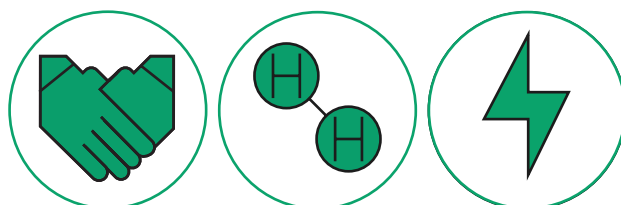
**Obawy o wystarczalność mocy dyspozycyjnych w latach 30. są uzasadnione.** Istniejące projekty nowych dyspozycyjnych jednostek wytwórczych nie wystarczają, by pokryć szczytowe rezydualne zapotrzebowania na energię elektryczną po 2030 r. Uzasadniona staje się zatem budowa elastycznych, szczytowych elektrowni gazowych o niskich kosztach kapitałowych lub dłuższe utrzymanie części bloków węglowych. Jeśli moce te będą wykorzystywane tylko sporadycznie, nie wpłynę to negatywnie na emisje – brak tych mocy może natomiast oznaczać spowolnienie wyparcia paliw kopalnych z elektryfikującego się ciepłownictwa.

**Neutralność klimatyczna może wymagać produkowania z bezemisyjnych źródeł ponad trzykrotności obecnego zużycia energii elektrycznej.** Energia ta będzie konieczna do dalszego zastępowania gazu ziemnego i paliw ropopochodnych poprzez elektryfikację i wykorzystanie wodoru z elektrolizy. By osiągnąć ten cel, w perspektywie 2050 r. konieczne jest pełne zagospodarowanie potencjału OZE oraz budowa istotnych mocy elektrowni jądrowych. Zredukowanie emisji do zera netto będzie ponadto wymagało rozwinięcia niestosowanych obecnie na szeroką skalę technologii ujemnych emisji. Prognozowanie potrzeb systemu energetycznego w tak dalekiej przyszłości jest obarczone jednak ogromną niepewnością, warto więc regularnie rewidować wizję dla systemu w 2050 r. w oparciu o zachodzące zmiany w zakresie zapotrzebowania na energię i rozwoju technologii.

**TABELA 2. Priorytety i wyzwania transformacji energetycznej na trzy dekady**

Transformacja energetyczna	2020–2030	2030–2040	2040–2050
Priorytety	Wyparcie węgla z elektroenergetyki przez OZE	Wyparcie węgla i gazu ziemnego z ciepłownictwa poprzez elektryfikację	Wyparcie gazu ziemnego i paliw ropopochodnych z przemysłu i transportu przez wodór.  Wyparcie gazu ziemnego z elektroenergetyki przez OZE (w tym biometan) i energetykę jądrową.  Wdrożenie technologii negatywnych emisji CO <sub>2</sub>
		Masowa elektryfikacja transportu drogowego	
Wyzwania	Stworzenie odpowiednich ram regulacyjnych dla rozwoju OZE.  Uniknięcie przeskalowania infrastruktury gazowej	Zapewnienie mocy dyspozycyjnych umożliwiających elektryfikację	Rozwój mocy OZE i jądrowych zapewniających energię potrzebną do elektryfikacji i produkcji wodoru
	Integracja zmiennego OZE poprzez wzrost elastyczności systemu elektroenergetycznego		

Źródło: opracowanie własne Instrat.



# Objaśnienia i skróty

<b>ARE</b>	Agencja Rynku Energii
<b>BECCS</b>	Proces wytwarzania energii z biomasy i jednoczesnego wychwytu emitowanego CO <sub>2</sub> w celu jego długoterminowego magazynowania (ang. <i>bioenergy with carbon capture and storage</i> )
<b>BEV</b>	Bateryjne pojazdy elektryczne (ang. <i>battery electric vehicles</i> )
<b>CAPEX</b>	Koszty inwestycyjne (kapitałowe) (ang. <i>capital expenditures</i> )
<b>CCGT</b>	Elektrownia gazowo-parowa w układzie połączonym (ang. <i>combined cycle gas turbine</i> )
<b>DSR</b>	Usługa ograniczenia poboru mocy elektrycznej przez odbiorców końcowych za odszkodowaniem na żądanie operatora systemu przesyłowego (ang. <i>demand side response</i> )
<b>EJ</b>	Energetyka jądrowa
<b>ESP</b>	Elektrownia szczytowo-pompowa – magazyn energii elektrycznej
<b>EU ETS</b>	Unijny system handlu uprawnieniami do emisji CO <sub>2</sub> (ang. <i>Emissions Trading System</i> )
<b>FSRU</b>	Pływająca jednostka przystosowana do odbioru skroplonego gazu ziemnego z metanowca, a także jego przechowywania i regazyfikacji (ang. <i>floating storage and regasification unit</i> )
<b>GUS</b>	Główny Urząd Statystyczny
<b>JWCD</b>	Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana, tj. podlegająca bezpośredniej kontroli operatora sieci przesyłowej
<b>KOBIZE</b>	Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami
<b>KPEiK</b>	<i>Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030</i> (od 2024 r.: <i>Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r.</i> )
<b>KSE</b>	Krajowy System Elektroenergetyczny
<b>LNG</b>	Skroplony gaz ziemny (ang. <i>liquefied natural gas</i> )
<b>LULUCF</b>	Sektor emisji gazów cieplarnianych związany z gospodarowaniem biosferą (ang. <i>land use, land use change, and forestry</i> )
<b>NFOŚiGW</b>	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej



<b>OCGT</b>	Elektrownia gazowa w układzie otwartym (ang. <i>open cycle gas turbine</i> )
<b>OPEX</b>	Koszty operacyjne (ang. <i>operating expenses</i> )
<b>OSP</b>	Operator systemu przesyłowego (w Polsce operatorem systemu elektroenergetycznego są Polskie Sieci Elektroenergetyczne, a gazowego GAZ-SYSTEM)
<b>OZE</b>	Odnawialne źródła energii
<b>PEP2040</b>	<i>Polityka energetyczna Polski do 2040 r.</i>
<b>P2H</b>	Technologie pozwalające na generację użytecznego ciepła dzięki zużyciu energii elektrycznej, np. pompy ciepła i kotły elektryczne (ang. <i>power-to-heat</i> )
<b>PV</b>	Fotowoltaika (ang. <i>photovoltaics</i> )
<b>PyPSA-PL</b>	Model optymalizacyjny polskiego systemu energetycznego opracowany przez Fundację InStrat na bazie biblioteki PyPSA (ang. <i>Python for Power System Analysis</i> )
<b>SMR</b>	Mały jądrowy reaktor modułowy (ang. <i>small modular reactor</i> )
<b>SRMC</b>	Krótkookresowy koszt krańcowy, tj. koszt wytworzenia dodatkowej jednostki produktu (np. energii elektrycznej) bez uwzględnienia nakładów inwestycyjnych i kosztów stałych utrzymania infrastruktury
<b>CO<sub>2</sub>eq</b>	Równoważnik CO <sub>2</sub> w oparciu o porównanie potencjału tworzenia efektu cieplarnianego w określonym przedziale czasu – dla danych raportowanych przez UNFCCC jest to 100 lat (ang. <i>carbon dioxide equivalent</i> )
<b>UNFCCC</b>	Ramowa konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (ang. <i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i> )
<b>V2G</b>	System dwukierunkowego przesyłania energii elektrycznej na linii pojazd–sieć elektroenergetyczna

# Wykaz obiektów

<b>TABELA 1.</b>	Warianty scenariuszowe rozważane w publikacji	9
<b>TABELA 2.</b>	Priorytety i wyzwania transformacji energetycznej na trzy dekady	38
<b>TABELA 3.</b>	Założenia dotyczące cen nośników energii oraz cen emisji CO <sub>2</sub>	46
<b>WYKRES 1.</b>	Przebieg generacji i poboru energii elektrycznej w przykładowe dni kwietnia 2040 r. (GW) – scenariusz główny	13
<b>WYKRES 2.</b>	Moce zainstalowane w elektroenergetyce w 2023 i 2030 r. (GW) – scenariusz główny i warianty poboczne	16
<b>WYKRES 3.</b>	Produkcja energii elektrycznej w 2023 i 2030 r. (TWh) – scenariusz główny i warianty poboczne	16
<b>WYKRES 4.</b>	Emisje CO <sub>2</sub> z elektroenergetyki w 2023 i 2030 r. (mln t CO <sub>2</sub> ) – scenariusz główny i warianty poboczne	19
<b>WYKRES 5.</b>	Uśredniony jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w 2023 i 2030 r. (zł'2023/MWh) – scenariusz główny i warianty poboczne	19
<b>WYKRES 6.</b>	Zużycie krajowe gazu ziemnego i biometanu w 2023 i 2030 r. (mld m <sup>3</sup> ) – scenariusz główny i warianty poboczne	23
<b>WYKRES 7.</b>	Zużycie krajowe węgla kamiennego i brunatnego w 2023 i 2030 r. (PJ) – scenariusz główny i warianty poboczne	24
<b>WYKRES 8.</b>	Moce zainstalowane w elektroenergetyce w latach 2030, 2035 i 2040 (GW) – scenariusz główny i wariant podwojonej mocy baterii	26
<b>WYKRES 9.</b>	Średnia generacja energii elektrycznej w godzinach szczytowego zapotrzebowania rezydualnego w latach 2030, 2035 i 2040 (GW) – scenariusz główny i wariant podwojonej mocy baterii	27
<b>WYKRES 10.</b>	Moce zainstalowane w elektroenergetyce (GW) i produkcja energii elektrycznej (TWh) w 2050 r. – scenariusz główny i wariant braku energetyki jądrowej	33
<b>WYKRES 11.</b>	Uśredniony jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w 2050 r. (zł'2023/MWh) – scenariusz główny i wariant braku energetyki jądrowej	34
<b>WYKRES 12.</b>	Całkowite roczne emisje gazów cieplarnianych w Polsce w latach 2020–2050 (mln t CO <sub>2</sub> eq) – scenariusz główny	36
<b>WYKRES 13.</b>	Moce zainstalowane w elektroenergetyce w latach 2020–2050 (GW) – scenariusz główny	52
<b>WYKRES 14.</b>	Produkcja energii elektrycznej w latach 2020–2050 (TWh) – scenariusz główny	52
<b>WYKRES 15.</b>	Zużycie krajowe energii elektrycznej w latach 2020–2050 (TWh) – scenariusz główny	53
<b>WYKRES 16.</b>	Udział OZE i innych źródeł w wypełnianiu krajowego zapotrzebowania brutto na energię elektryczną w latach 2020–2050 (%) – scenariusz główny	53
<b>WYKRES 17.</b>	Produkcja ciepła systemowego w latach 2020–2050 (TWh) – scenariusz główny	54
<b>WYKRES 18.</b>	Produkcja ciepła indywidualnego w latach 2020–2050 (TWh) – scenariusz główny	54
<b>WYKRES 19.</b>	Zużycie krajowe węgla kamiennego i brunatnego w latach 2020–2050 (PJ) – scenariusz główny	55
<b>WYKRES 20.</b>	Zużycie krajowe gazu ziemnego i biometanu w latach 2020–2050 (mld m <sup>3</sup> ) – scenariusz główny	56
<b>WYKRES 21.</b>	Zużycie krajowe wodoru w latach 2020–2050 (mln t) – scenariusz główny	56

# Bibliografia

- ARE. (2024). *Wynikowe informacje statystyczne*. Agencja Rynku Energii. <https://www.are.waw.pl>
- Brown, T., Hörsch, J. i Schlachtberger, D. (2018). *PyPSA: Python for Power System Analysis*. *Journal of Open Research Software*, 6, 4. <https://doi.org/10.5334/jors.188>
- Charkowska, Z. (2024). *Regulacja metanowa przyjęta, ale w osłabionym kształcie*. Instrat. <https://instrat.pl/emisje-metanu-regulacja-przyjeta-ale-w-oslabionym-ksztalcie>
- Creutzig, F., Niamir, L., Bai, X. i in. (2022). *Demand-side solutions to climate change mitigation consistent with high levels of well-being*. *Nature Climate Change*, 12, 36. <https://doi.org/10.1038/s41558-021-01219-y>
- Czyżak, P. i Mindeková, T. (2024). *Empowering farmers in Central Europe: The case for agri-PV*. Ember. <https://ember-climate.org/insights/in-brief/empowering-farmers-in-central-europe-a-case-for-agri-pv>
- Czyżak, P., Sikorski, M. i Wrona, A. (2021a). *Co po węglu? Potencjał OZE w Polsce*. Instrat Policy Paper 06/2021. <https://instrat.pl/potencjal-oze>
- Czyżak, P. i Wrona, A. (2021). *Droga do celu. Odejdźcie od węgla w polskiej elektroenergetyce*. Instrat Policy Paper 01/2021. <https://instrat.pl/odejscie-od-węgla>
- Czyżak, P., Wrona, A. i Borkowski, M. (2021b). *Brakujący element układanki. Rozważania o bezpieczeństwie energetycznym*. Instrat Policy Paper 09/2021. <https://instrat.pl/ceny-energii>
- De Felice, M. (2022). *ENTSO-E Pan-European Climatic Database (PECD 2021.3) in Parquet format*. Zenodo. <https://doi.org/10.5281/zenodo.7224854>
- DEA. (2024). *Technology Catalogues*. Danish Energy Agency. <https://ens.dk/en/our-services/technology-catalogues>
- Dwyer, O. i Tandon, A. (2024). *Negative emissions: Scientists debate role of CO2 removal in tackling climate change*. Carbon Brief. <https://www.carbonbrief.org/negative-emissions-scientists-debate-role-of-co2-removal-in-tackling-climate-change>
- EHO. (2024). *Hydrogen Production*. European Hydrogen Observatory. <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/hydrogen-production>
- energy.instrat. (2024a). *Ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> EU ETS*. Energy.instrat.pl. <https://energy.instrat.pl/ceny/eu-ets>
- energy.instrat. (2024b). *Zapasy węgla kamiennego w Polsce*. Energy.instrat.pl. <https://energy.instrat.pl/gornictwo/zapasy-wk>
- ENTSO-E. (2023a). *Total Load—Day Ahead / Actual*. ENTSO-E Transparency Platform. <https://transparency.entsoe.eu/load-domain/r2/totalLoadR2/show>
- ENTSO-E. (2023b). *TYNDP 2022 Project Collection*. European Network of Transmission System Operators. <https://tyndp2022-project-platform.azurewebsites.net/projectsheets/transmission>
- Eurostat. (2024a). *Capacities, productions and losses in district networks by type of network and type of plant*. Eurostat. [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/product/view/nrg\\_dhdc\\_cpl](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/product/view/nrg_dhdc_cpl)
- Eurostat. (2024b). *Complete energy balances*. Eurostat. [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/product/view/nrg\\_bal\\_c](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/product/view/nrg_bal_c)

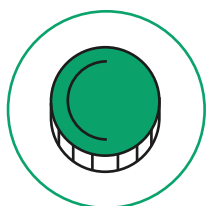
- Eurostat. (2024c). *Lorries, by type of motor energy*. Eurostat. [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/product/view/road\\_eqs\\_lormot](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/product/view/road_eqs_lormot)
- Eurostat. (2024d). *Passenger cars, by type of motor energy*. Eurostat. [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/product/view/road\\_eqs\\_carpda](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/product/view/road_eqs_carpda)
- Fairley, P. (2023). *E.U.: Climate-Proof Grids Require More Transparency*. IEEE Spectrum. <https://spectrum.ieee.org/power-grid-transparency-eu-us>
- GDDKiA. (2023). *Stacje Ciągłych Pomiarów Ruchu (SCPR)*. Generalna Dyrekcja Dróg Krajowych i Autostrad. <https://www.gov.pl/web/gddkia/stacje-ciaglych-pomiarow-ruchu>
- Gonzalez-Aparicio, I., Zucker, A., Careri, F. i in. (2021). *EMHIRES dataset: Wind and solar power generation*. Zenodo. <https://doi.org/10.5281/zenodo.4803353>
- GS. (2024). *Aktualizacja prognozy zapotrzebowania na usługę przesyłową na lata 2024-2045*. GAZ-SYSTEM. Krajowe Plany Rozwoju. <http://www.gaz-system.pl/pl/system-przesylowy/rozwoj-systemu-przesylowego/krajowe-plany-rozwoju.html>
- GUS. (2023). *Transport drogowy w Polsce w latach 2020 i 2021*. Główny Urząd Statystyczny. <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/transport-i-lacznosc/transport/transport-drogowy-w-polsce-w-latach-2020-i-2021,6,7.html>
- Howarth, R. W. (2024). The greenhouse gas footprint of liquefied natural gas (LNG) exported from the United States. *Energy Science & Engineering*. <https://doi.org/10.1002/ese3.1934>
- IEA. (2024). *Managing the Seasonal Variability of Electricity Demand and Supply*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/managing-the-seasonal-variability-of-electricity-demand-and-supply>
- IMGW. (2024). *Dane publiczne*. Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej. <https://danepubliczne.imgw.pl>
- Instrat. (2024). *PyPSA-PL-mini—Nagranie webinaru i premiera*. Instrat. <https://instrat.pl/pypsa-pl-mini-webinar-i-premiera>
- KOBIZE. (2024a). *Krajowy raport inwentaryzacyjny 2024. Inwentaryzacja emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w Polsce dla lat 1988-2022*. Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami. <https://www.kobize.pl/en/fileCategory/id/16/krajowa-inwentaryzacja-emisji>
- KOBIZE. (2024b). *Raport z rynku CO<sub>2</sub> – kwiecień 2024*. Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami. <https://www.kobize.pl/pl/article/aktualnosci-2024/id/2664/raport-z-ryнку-co2-kwiecien-2024>
- Krasuska, E., Waliszewska, H., Krzywiński, M. i in. (2024). *Realny potencjał produkcji biometanu w Polsce*. Narodowe Centrum Badań i Rozwoju. [https://symulatorsystemuenergetycznego.ncbr.gov.pl/storage/uploads//2024/05/21/Realny\\_potencja\\_biometanu\\_w\\_PL\\_NCBR\\_2024\\_05-20\\_v2\\_uid\\_664c4bf980d01.pdf](https://symulatorsystemuenergetycznego.ncbr.gov.pl/storage/uploads//2024/05/21/Realny_potencja_biometanu_w_PL_NCBR_2024_05-20_v2_uid_664c4bf980d01.pdf)
- Kubiczek, P. (2023). *Praca w podstawie. Modelowanie kosztów niskiej elastyczności polskiego systemu elektroenergetycznego*. Instrat Policy Paper 04/2023. <https://instrat.pl/praca-w-podstawie>
- Kubiczek, P. (2024). *PyPSA-PL: optimisation model of the Polish energy system*. Instrat. <https://github.com/instrat-pl/pypsa-pl>
- Kubiczek, P. i Smoleń, M. (2023). *Polski nie stać na średnie ambicje. Miliardy złotych oszczędności dzięki szybkiemu rozwojowi OZE do 2030 r.* Instrat Policy Paper 03/2023. <https://instrat.pl/pypsa-marzec-2023>
- Kubiczek, P., Smoleń, M., i Żelisko, W. (2023). *Polska prawie bezemisyjna. Cztery scenariusze transformacji energetycznej do 2040 r.* Instrat Policy Paper 06/2023. <https://instrat.pl/polska-2040>

- Kubiczek, P. i Żelisko, W. (2024). *Technological and cost assumptions for PyPSA-PL model*. Instrat. [https://docs.google.com/spreadsheets/d/1P-CGOaUUJt3J-6DfelAx5ilRSy0r2gCyJp\\_ZeHu1wbl](https://docs.google.com/spreadsheets/d/1P-CGOaUUJt3J-6DfelAx5ilRSy0r2gCyJp_ZeHu1wbl)
- Levin, T., Bistline, J., Sioshansi, R. i in. (2023). *Energy storage solutions to decarbonize electricity through enhanced capacity expansion modelling*. *Nature Energy*, 8, 1199. <https://doi.org/10.1038/s41560-023-01340-6>
- MKiŚ. (2021). *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.* Ministerstwo Klimatu i Środowiska. <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>
- MKiŚ. (2024a). *Projekt Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. – Wersja do konsultacji publicznych z 10.2024 r. Załącznik 1 do aKPEiK. Scenariusz aktywnej transformacji (WAM)*. Ministerstwo Klimatu i Środowiska. <https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu>
- MKiŚ. (2024b). *Projekt Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. – Wersja do konsultacji publicznych z 10.2024 r. Załącznik 2 do aKPEiK. Scenariusz transformacji w ścieżce zbliżonej do „biznes jak zwykle” (WEM)*. Ministerstwo Klimatu i Środowiska. <https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu>
- MKiŚ. (2024c). *Projekt Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. – Wersja do konsultacji publicznych z 10.2024 r. Załącznik 3 do aKPEiK. Założenia prognostyczne i metodyka prognozowania*. Ministerstwo Klimatu i Środowiska. <https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu>
- Muessel, J., Ruhnau, O. i Madlener, R. (2023). *Accurate and scalable representation of electric vehicles in energy system models: A virtual storage-based aggregation approach*. *iScience*, 26, 107816. <https://doi.org/10.1016/j.isci.2023.107816>
- NCBR. (2024). *Symulator Polskiego Systemu Elektroenergetycznego*. Narodowe Centrum Badań i Rozwoju. <https://symulatorsystemuenergetycznego.ncbr.gov.pl>
- Neumann, F., Zeyen, E., Victoria, M. i Brown, T. (2023). *The potential role of a hydrogen network in Europe*. *Joule*, 7, 1793. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2023.06.016>
- Öko-Institut. (2022). *Die deutsche Braunkohlenwirtschaft 2021. Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen*. Öko-Institut, Agora Energiewende. <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-deutsche-braunkohlenwirtschaft-2021>
- Pahle, M., Sitarz, J., Osorio, S. i Görlach, B. (2022). *The EU-ETS price through 2030 and beyond: A closer look at drivers, models and assumptions*. Ariadne Project. [https://ariadneprojekt.de/media/2023/01/Ariadne-Dokumentation\\_ETSWorkshopBruessel\\_December2022.pdf](https://ariadneprojekt.de/media/2023/01/Ariadne-Dokumentation_ETSWorkshopBruessel_December2022.pdf)
- Przedlacki, W., Charkowska, Z., Kubiczek, P. i Swoczyna, B. (2024). *Baza danych elektrowni systemowych ciepłych i elektrociepłowni w Polsce*. Instrat. <https://energy.instrat.pl/system-elektroenergetyczny/baza-elektrowni>
- PSE. (2023). *Zasoby wytwórcze—Wg stanu na 2022.01.01*. Polskie Sieci Elektroenergetyczne. <https://www.pse.pl/dokumenty?safeargs=666f6c64657249643d3333393139>
- PSE. (2024a). *Projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025-2034*. Polskie Sieci Elektroenergetyczne. <https://www.pse.pl/documents/20182/dc3ab1a8-4554-4e93-9696-596f83b3b5fb>
- PSE. (2024b). *Wykaz podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł do sieci przesyłowej*. Polskie Sieci Elektroenergetyczne. <https://www.pse.pl/obszary-dzialalnosci/krajowy-system-elektroenergetyczny/wykaz-obiektow-planowanych-do-przylaczenia>
- PSNM. (2024). *Polish EV Outlook 2024*. Polskie Stowarzyszenie Nowej Mobilności. <https://polishevoutlook.pl>

- Pyrka, M., Jeszke, R., Boratyński, J. i in. (2024). *VII EW on EU ETS 2050: Exploring synergies between the EU ETS and other EU climate policy measures – Carbon removal, hydrogen, and sectoral transport policy*. Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy / Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami. <https://climatecake.ios.edu.pl/materialy-informacyjne-i-publikacje/raporty-cake>
- Rosslowe, C., Cremona, E. i Harrison, T. (2022). *New Generation. Building a clean European electricity system by 2035*. Ember. <https://ember-climate.org/insights/research/new-generation>
- Rozporządzenie 2021/1119. *Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119 z dnia 30 czerwca 2021 r. W sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmiany rozporządzeń (WE) nr 401/2009 i (UE) 2018/1999 (Europejskie prawo o klimacie)* (Dz. Urz. UE z 2021 r. L 243/1). <http://data.europa.eu/eli/reg/2021/1119/oj/pol>
- Ruhnau, O. i Muessel, J. (2023). *When2Heat Heating Profiles*. Open Power System Data. <https://doi.org/10.25832/when2heat/2023-07-27>
- Sierpińska, A. (2022). *Trzy pytania o BECCS*. Nauka o klimacie. <https://naukaoklimacie.pl/aktualnosci/trzy-pytania-o-beccs>
- URE. (2023a). *Aukcje OZE – Ogłoszenia i wyniki aukcji*. Urząd Regulacji Energetyki. <https://www.ure.gov.pl/pl/oze/aukcje-oze/ogloszenia-i-wyniki-auk>
- URE. (2023b). *Instalacje odnawialnych źródeł energii*. Urząd Regulacji Energetyki. <https://www.ure.gov.pl/pl/oze/potencjal-krajowy-oze/8108,Instalacje-odnawialnych-zrodel-energii-standa-31-grudnia-2023-r.html>
- URE. (2024a). *Metoda określania kosztu zaangażowanego kapitału dla operatorów systemów elektroenergetycznych na lata 2023–2028*. Urząd Regulacji Energetyki. <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/metoda-okreslania-wacc-dla-osd/11910,Metoda-okreslania-kosztu-zaangazowanego-kapitalu-dla-operatorow-systemow-elektro.html>
- URE. (2024b). *Rynek mocy – Ostateczne wyniki aukcji*. Urząd Regulacji Energetyki. <https://bip.ure.gov.pl/bip/rynek-mocy/3767,Ostateczne-wyniki-aukcji.html>
- Watson, S. D., Lomas, K. J. i Buswell, R. A. (2021). *How will heat pumps alter national half-hourly heat demands? Empirical modelling based on GB field trials*. *Energy and Buildings*, 238, 110777. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2021.110777>

# Aneks A – wybrane szczegóły metodologiczne

## A1. Źródła danych i założenia modelowania



W tej części raportu przedstawiamy wybrane szczegóły metodologiczne w celu ułatwienia interpretacji naszych wyników.

### ZAŁOŻENIA KOSZTOWE

- Wszystkie wartości pieniężne wyrażamy w cenach realnych z 2023 r. Przeliczeń między walutami dokonujemy na podstawie średniorocznych kursów wymiany (dla 2023 r.: 1 euro – 4,54 zł, 1 dolar amerykański – 4,20 zł).
- Przeliczamy nakłady inwestycyjne na koszt roczny amortyzacji CAPEX przy użyciu realnego kosztu kapitału w wysokości 4,5%. Wartość ta odpowiada zaleceniom Prezesa URE dla operatorów systemów elektroenergetycznych (URE, 2024a) przy założeniu długoterminowej inflacji na poziomie 3%.
- Założenia dotyczące charakterystyk technologii i związanych z nimi kosztów bazują przede wszystkim na danych Duńskiej Agencji Energetycznej (DEA, 2024) oraz własnej kompilacji źródeł. Pełne założenia znajdują się w arkuszu dostępnym online (Kubiczek i Żelisko, 2024).
- Założenia dla cen nośników energii (od 2030 r.) oraz opłat za uprawnienia do emisji w systemie EU ETS (stanowiących także wartość referencyjną dla kosztów emisji CO<sub>2</sub> nieobjętych dziś w ETS) przedstawione są w tabeli 3.

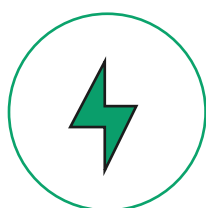
**TABELA 3. Założenia dotyczące cen nośników energii oraz cen emisji CO<sub>2</sub>**

Parametr	Jednostka	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Cena węgla kamiennego	zł/GJ	24	24	24	24	–	–
Cena węgla brunatnego*	zł/GJ	3,6	3,6	3,6	3,6	–	–
Cena gazu ziemnego	zł/GJ	50	50	50	50	50	50
Cena biomasy rolniczej i substratu biogazu	zł/GJ	50	50	56	61	67	72

Parametr	Jednostka	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Cena emisji CO <sub>2</sub>	zł/t CO <sub>2</sub>	410	640	860	1100	1300	1500
Cena emisji CO <sub>2</sub>	euro/t CO <sub>2</sub>	90	140	190	240	285	330

Źródło: opracowanie własne Instrat. Ceny nośników energii podane na jednostkę wartości opałowej.

\* Jako cenę węgla brunatnego przyjmujemy tylko oszacowany koszt zmienny wydobywania, wliczając koszt stały w koszty działania konglomeratu odkrywkowo-elektrownia.

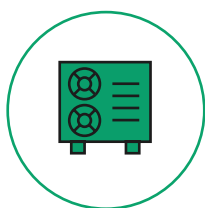


## ELEKTROENERGETYKA

- Profile godzinowe dostępności mocy wiatrowej i słonecznej w krajach ościennych (i pośrednio także w Polsce) są oparte na Pan-European Climatic Database (PECD), wykorzystywanej do symulacji przez ENTSO-E (De Felice, 2022). Użyte w naszym modelu profile dla Polski na poziomie województw opierają się na bardziej granularnych danych projektu EMHIREs (Gonzalez-Aparicio i in., 2021), które zostały w sposób nieliniowy przeskalowane tak, by w skali kraju zgadzały się z danymi PECD. Tą samą metodą dokonujemy przeskalowania profili, by średnia roczna dostępność zgadzała się z naszymi szacunkami na podstawie historycznych współczynników wykorzystania mocy OZE dla Polski oraz prognozami postępu technologicznego według DAE (DEA, 2024).
- Dane godzinowe dostępności mocy OZE oraz chwilowego bazowego zapotrzebowania na zużycie końcowe energii elektrycznej (jako procentu zapotrzebowania rocznego) dotyczą 2012 r. (ENTSO-E, 2023a), który był rokiem typowym pod względem dostępności energii odnawialnej. Był to też rok o szczególnie wysokim szczytowym zapotrzebowaniu na ciepło grzewcze.
- Uwzględniamy ograniczenia na długoterminowy potencjał mocy zainstalowanej turbin wiatrowych i fotowoltaiki na podstawie (Czyżak i in., 2021a) z wyjątkiem fotowoltaiki dachowej, dla której zakładamy potencjał o 50% większy (ze względu na możliwość jej instalacji na budynkach wspólnotowych, co cytowana analiza wykluczała).
- Przyjmujemy ograniczenie na maksymalne godzinowe współczynniki wykorzystania elektrowni ciepłych w przedziale od 85% (najstarsze bloki węglowe) do 95% (nowe bloki gazowe i EJ).



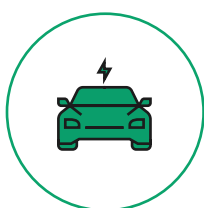
- Moce zainstalowane oraz roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną i wodór z elektrolizy w krajach ościennych bazują na scenariuszu Technology Driven z publikacji *New Generation* think-tanku Ember (Rosslowe i in., 2022). Dokonaliśmy kalibracji zapotrzebowania na energię elektryczną w krajach ościennych w tym scenariuszu poprzez jego redukcję o 10%, by bilans handlowy energii elektrycznej dla Polski w naszym scenariuszu głównym w 2030 r. wyniósł w przybliżeniu zero.
- Zakładamy 50% dostępności transgranicznej mocy przesyłowej względem historycznych maksymalnych przepływów powiększonych zgodnie z planowanymi inwestycjami w interkonektory (ENTSO-E, 2023b). Podane na wykresach moce interkonektorów dotyczą właśnie tej pomniejszonej dostępności.
- Zakładamy straty na dystrybucji energii elektrycznej na potrzeby technologii power-to-heat, elektrolizy i ładowania samochodów elektrycznych na poziomie 4%. Dla bazowego zapotrzebowania przyjmujemy straty 7%, uwzględniające także straty przesyłowe.
- Zakładamy koszt DSR, tj. usługi ograniczenia poboru mocy elektrycznej przez odbiorców końcowych za odszkodowaniem na żądanie operatora systemu przesyłowego, w wysokości 2 tys. zł/MWh.
- Przyjmujemy, że generacja źródeł synchronicznych w celu stabilizacji parametrów pracy systemu nie może spaść poniżej 5 GW w 2025 r., 4,6 GW w 2030 r., 2,9 GW w 2035 r. i 1,9 GW w 2040 r. Zakładamy, że za coraz większy udział w stabilizacji systemu będą odpowiadać baterie i inne rozwiązania technologiczne, np. kompensatory synchroniczne.
- Dane na temat obecnego stanu polskiego systemu elektroenergetycznego, a także trendów jego zmian, to autorska kompilacja Fundacji InStrat oparta przede wszystkim na danych Agencji Rynku Energii (ARE, 2024), Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE, 2023, 2024b) oraz Urzędu Regulacji Energetyki (URE, 2023a, 2023b, 2024b). Nasze scenariusze planowanych odstawień istniejących i budowy nowych jednostek konwencjonalnych do 2050 r. opieramy na danych bazy elektrowni InStrat (Przedlacki i in., 2024, wersja przedpremierowa).



## CIEPŁOWNICTWO SYSTEMOWE I OGRZEWNICTWO INDYWIDUALNE

- Profile zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania pomieszczeń tworzymy, opierając się na tzw. metodzie stopniodni, przy założeniu temperatury granicznej grzania 16°C. Dane o historycznych pomiarach temperatury powietrza pochodzą z Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej (IMGW, 2024). Dienne profile godzinowe zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania pomieszczeń za (Ruhnau i Muessel, 2023), przy czym zakładamy „spłaszczenie” tych profili o 50% na podstawie danych empirycznych o bardziej płaskich profilach ogrzewania w budynkach korzystających z pomp ciepła niż w tych ogrzewanych kotłami gazowymi (Watson i in., 2021).

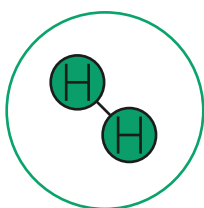
- Zakładamy, że wszystkie małe pompy ciepła są urządzeniami typu powietrze–woda. Ich profile efektywności (COP) tworzymy w oparciu o proces Carnot ze współczynnikiem doskonałości 0,45 – przy założeniu, że temperatura wody w układzie grzewczym zawiera się w przedziale od 30°C (przy temp. zewn. 15°C) do 55°C (przy temp. zewn. -20°C). Założenia te przekładają się na średnioroczny COP w wysokości ok. 3,3–3,4. Zakładamy, że wraz z małymi pompami ciepła współdziałają grzałki o mocy odpowiadającej znamionowej mocy pomp ciepła. Grzałki wspierają pompę ciepła w momentach niskich temperatur powietrza atmosferycznego, gdy spada osiągalna moc cieplna pomp ciepła.
- Zakładamy, że systemowe pompy ciepła są urządzeniami typu powietrze–woda. Modelujemy COP w oparciu o proces Lorenza ze współczynnikiem doskonałości 0,55 – przy założeniu, że temperatura wyjściowa (wejściowa) wody w sieci ciepłowniczej zawiera się w przedziale od 40°C (70°C) – przy temp. zewn. 10°C do 55°C (90°C) – przy temp. zewn. -20°C. Założenia te przekładają się na średnioroczny COP w wysokości ok. 3,1–3,4.
- Zakładamy straty na dystrybucji ciepła systemowego w wysokości 10%.
- Zakładamy, że powierzchnia budynków ogrzewana przez ciepłownictwo systemowe i ogrzewnictwo indywidualne utrzyma się do 2050 r. na tym samym poziomie, co w 2020 r. Zapotrzebowanie na ciepło ulegnie natomiast zmianie ze względu na ocieplenie klimatu, wzrost standardów energetycznych nowo oddawanych do użytku budynków oraz termomodernizację tych już istniejących. Przyjęto wyższy potencjał termomodernizacji dla ogrzewnictwa indywidualnego niż dla ciepłownictwa systemowego.
- Szacunki na temat stanu obecnego polskiego ciepłownictwa systemowego i ogrzewnictwa indywidualnego są oparte przede wszystkim na danych Eurostatu (Eurostat, 2024b, 2024a).



## MOBILNOŚĆ LEKKICH POJAZDÓW DROGOWYCH

- Dane na temat obecnej liczby lekkich pojazdów drogowych (tj. samochodów osobowych i dostawczych) pochodzą z Eurostatu (Eurostat, 2024d, 2024c), a na temat przejechanych przez nie kilometrów z GUS (GUS, 2023). Scenariusz rozwoju floty samochodów elektrycznych do 2030 r. w oparciu o szacunki Polskiego Stowarzyszenia Nowej Mobilności (PSNM, 2024). Dane na temat zużycia paliw przez pojazdy i emisyjności paliw oszacowano na podstawie danych raportowanych do UNFCCC przez KOBiZE (KOBiZE, 2024a).
- Na podstawie historycznych danych przyjmujemy, że jeden lekki pojazd drogowy przejeżdża średnio 9,5 tys. km rocznie i że każdy przejechany wozokilometr generuje zużycie ok. 0,19 kWh energii mechanicznej. Przekłada się to na ok. 23 kWh/100 km energii elektrycznej w przypadku pojazdów elektrycznych i ok. 78 kWh/100 km energii paliwa w przypadku pojazdów spalinowych.

- Przyjmujemy, że na każdy pojazd elektryczny przypada ładowarka o mocy 11 kW i bateria o pojemności 44 kWh. W obecnej analizie nie rozważamy możliwości usługi V2G.
- Profile godzinowej mobilności pojazdów lekkich tworzymy na podstawie danych Generalnej Dyrekcji Dróg Krajowych i Autostrad (GDDKiA, 2023). Zakładamy, że dostępność ładowarek dla pojazdów elektrycznych wynosi średnio 70% (maksymalnie 90%) i jest powiązana z mobilnością (tj. w godzinach dużej mobilności ładowarki są średnio mniej dostępne, ponieważ więcej pojazdów znajduje się na drogach). Profile ładowania pojazdów elektrycznych modelujemy zbiorczo metodą tzw. agregacji wirtualnych magazynów energii (Muessel i in., 2023), przyjmując, że 50% pojazdów ładuje się w sposób elastyczny z potencjałem elastyczności wynoszącym ok. 3 kWh na pojazd (czyli dużo mniejszym niż pojemność baterii typowego pojazdu).



### SEKTOR WODOROWY

- Obecne zapotrzebowanie krajowe na wodór z reformingu gazowo-parowego (ok. 0,8 mln ton) oszacowano na podstawie danych Eurostatu o zużyciu nieenergetycznym gazu ziemnego (Eurostat, 2024b). Krajowe zdolności produkcyjne wodoru (ok. 1,1 mln ton rocznie) na podstawie European Hydrogen Observatory (EHO, 2024).
- Założono stałe w ciągu roku zużycie końcowe wodoru. Wymusza to budowę długoterminowych magazynów wodoru – w 2050 r. ich pojemność musi pozwolić na magazynowanie ok. 0,3 mln ton tego nośnika energii.
- Zakładamy produkcję ok. 50 tys. ton wodoru z elektrolizy w 2030 r. – nie jest ona wynikiem optymalizacji kosztowej.



### BIOMASA, BIOGAZ I BIOMETAN

- Zakładamy dostępność zrównoważonej biomasy rolniczej w skali kraju na poziomie ok. 17 mln ton rocznie – to 50% potencjału założonego przez (Czyżak i in., 2021a) – a ponadto substratów biogazu pozwalających na roczną produkcję 3,2 mld m<sup>3</sup> biometanu (potencjał inwestycyjny biometanu w Polsce według analizy NCBR) (Krasuska i in., 2024).
- Zakładamy produkcję ok. 300 tys. m<sup>3</sup> biometanu w 2030 r. – nie jest ona wynikiem optymalizacji kosztowej. Zakładamy możliwość uzyskania przychodu z długoterminowego składowania CO<sub>2</sub> odzyskanego w procesie uszlachetniania biogazu dopiero od 2035 r.

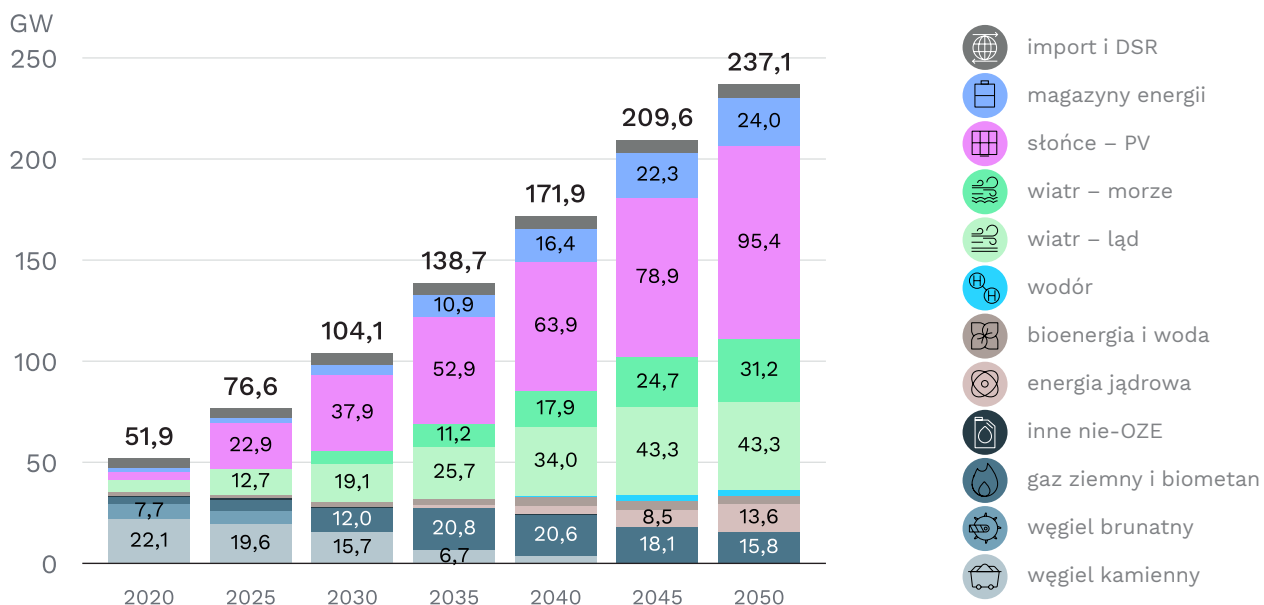
## A2. Ograniczenia modelu PyPSA-PL

- Ograniczeniem naszej metodologii jest uwzględnianie emisji CO<sub>2</sub> powstających tylko w miejscu ich spalania (np. w elektrowni), a nie całkowitych emisji wszystkich gazów cieplarnianych wynikających z całego łańcucha wartości. Skutkiem tego ograniczenia jest jednoznaczne wskazanie przez nasz model gazu ziemnego jako źródła energii obciążonego mniejszym śladem węglowym niż węgiel, podczas gdy uwzględnienie całego łańcucha wartości zaburza tę jasność. Podobnie nie uwzględniamy emisji gazów cieplarnianych związanych z celową uprawą roślin energetycznych na potrzeby produkcji energii z biomasy rolniczej.
- Nasz model nie uwzględnia również korzyści i rozszerzonych kosztów społeczno-ekonomicznych inwestycji w infrastrukturę energetyczną. Budowa elektrowni jądrowej to przedsięwzięcie bardzo odmienne od budowy farmy wiatrowej, a nasz model uwzględnia tylko ich bezpośredni koszt inwestycyjny, bez potencjalnych zysków w postaci nowych miejsc pracy czy możliwości rozwoju lokalnego łańcucha dostaw.
- Aktualna wersja naszego sektorowo-zintegrowanego modelu nie uwzględnia również ograniczeń sieciowych – traktujemy system energetyczny Polski jako „miedzianą płytę”, która przewodzi prąd bez ograniczeń. Jest to często stosowane założenie w modelach energetycznych. Trzeba jednak zdawać sobie sprawę z tego, że nasze wyniki mogą pokazywać zbyt wysokie szczytowe przepływy energii między źródłami wytwórczymi a odbiorcami. Uwzględnienie kosztów inwestycji w infrastrukturę sieciową może też prowadzić do wzrostu opłacalności inwestycji w magazyny energii wspierające lokalne bilansowanie sieci (Levin i in., 2023). Magazyny energii mogą również pełnić szereg usług stabilizujących pracę sieci. Z tych powodów zakładamy poziom mocy zainstalowanej bateryjnych magazynów energii w wysokości 150% poziomu wynikającego ze swobodnej optymalizacji modelu PyPSA-PL.
- Między innymi z powyższych powodów konkretne prezentowane wartości liczbowe mocy zainstalowanej w różnych technologiach nie są naszą bezpośrednią rekomendacją. Nasze długoterminowe scenariusze nie są także prognozami – nie oceniamy prawdopodobieństwa ich realizacji wobec złożonych uwarunkowań społeczno-politycznych. Stanowią jednak użyteczną bazę do tworzenia rekomendacji na temat przyszłego systemu energetycznego, gdyż pozwalają zrozumieć mechanizmy jego działania, wyzwania i możliwości.

# Aneks B – scenariusz główny 2020–2050

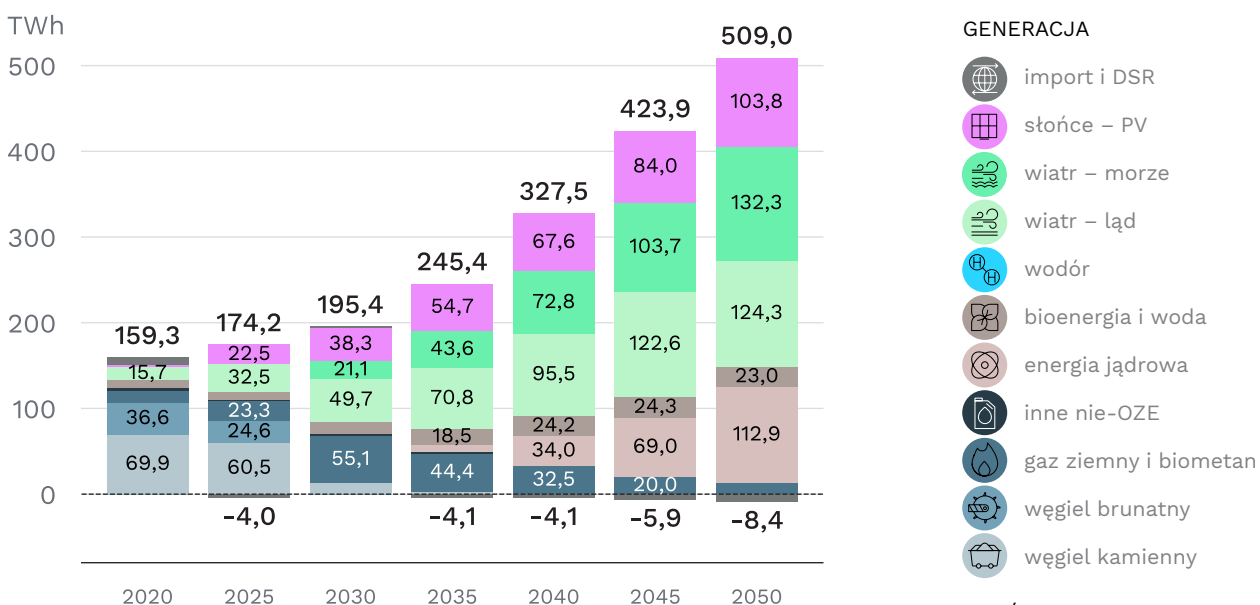
## B1. Elektroenergetyka

**WYKRES 13. Moce zainstalowane w elektroenergetyce w latach 2020–2050 (GW) – scenariusz główny**



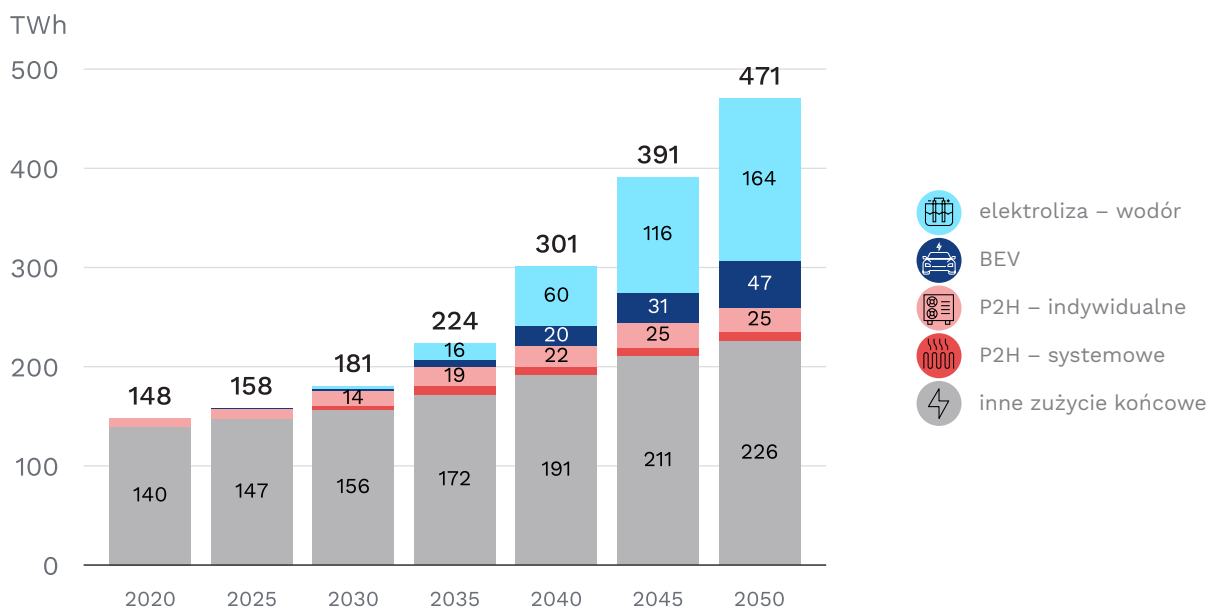
Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Podano moce netto, tj. bez uwzględnienia potrzeb własnych elektrowni ciepłych. Wartości za rok 2020 na podstawie danych ARE i oszacowań Instrat.

**WYKRES 14. Produkcja energii elektrycznej w latach 2020–2050 (TWh) – scenariusz główny**



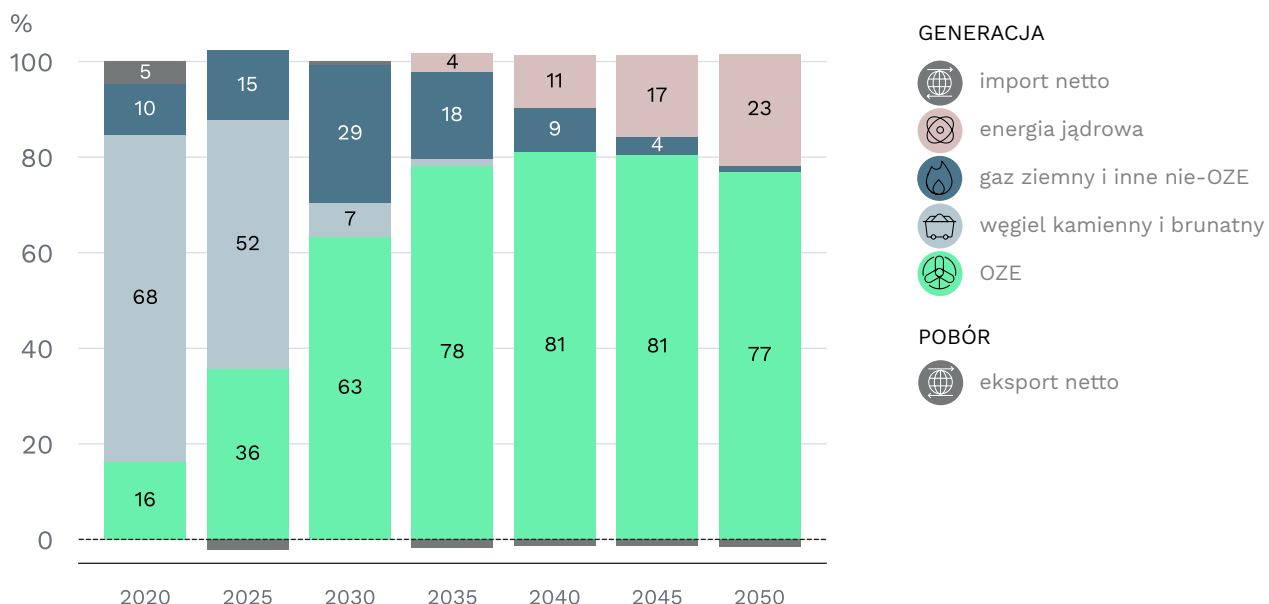
Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Podano produkcję netto, tj. bez uwzględnienia potrzeb własnych elektrowni ciepłych. Wartości za rok 2020 są średnimi z lat 2019–2021 na podstawie danych ARE i oszacowań Instrat.

### WYKRES 15. Zużycie krajowe energii elektrycznej w latach 2020–2050 (TWh) – scenariusz główny



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Podano zużycie netto bez zapotrzebowania własnego elektrowni, strat sieciowych i strat magazynów energii. Wartości za rok 2020 są średnimi z lat 2019–2021 na podstawie danych ARE, Eurostatu i oszacowań Instrat.

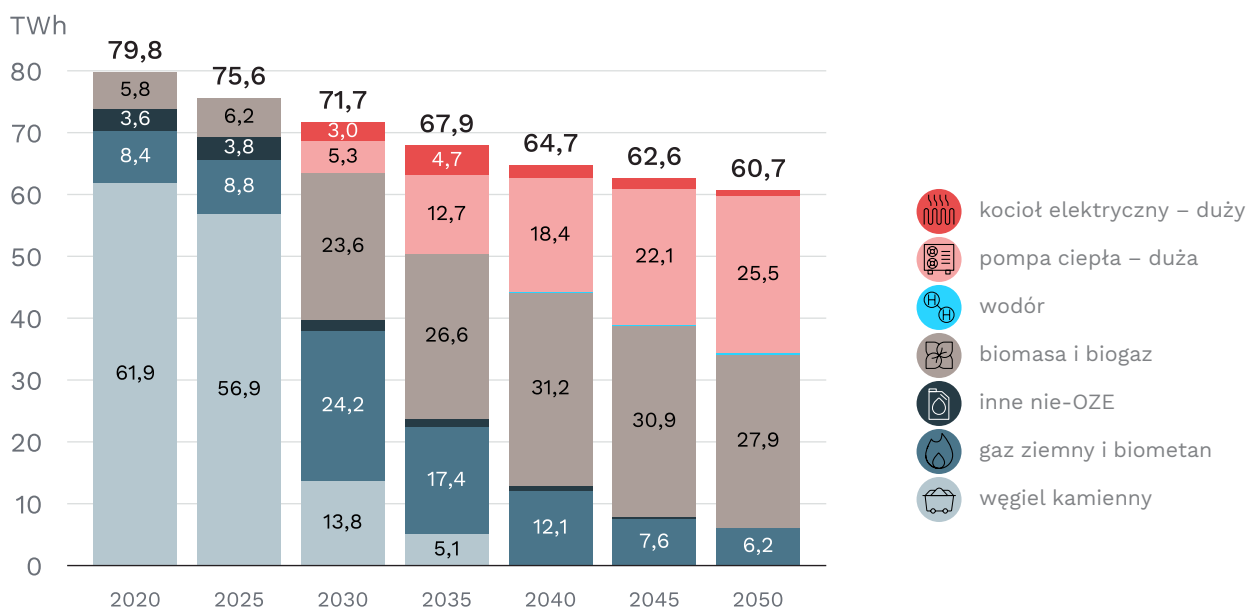
### WYKRES 16. Udział OZE i innych źródeł w wypełnianiu krajowego zapotrzebowania brutto na energię elektryczną w latach 2020–2050 (%) – scenariusz główny



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Zapotrzebowanie brutto uwzględnia zapotrzebowanie własne elektrowni, straty sieciowe i straty magazynów energii. Obecność eksportu powoduje, że suma udziału źródeł w wypełnianiu krajowego zapotrzebowania może przekroczyć 100%. Wartości za rok 2020 są średnimi z lat 2019–2021 na podstawie danych ARE i oszacowań Instrat.

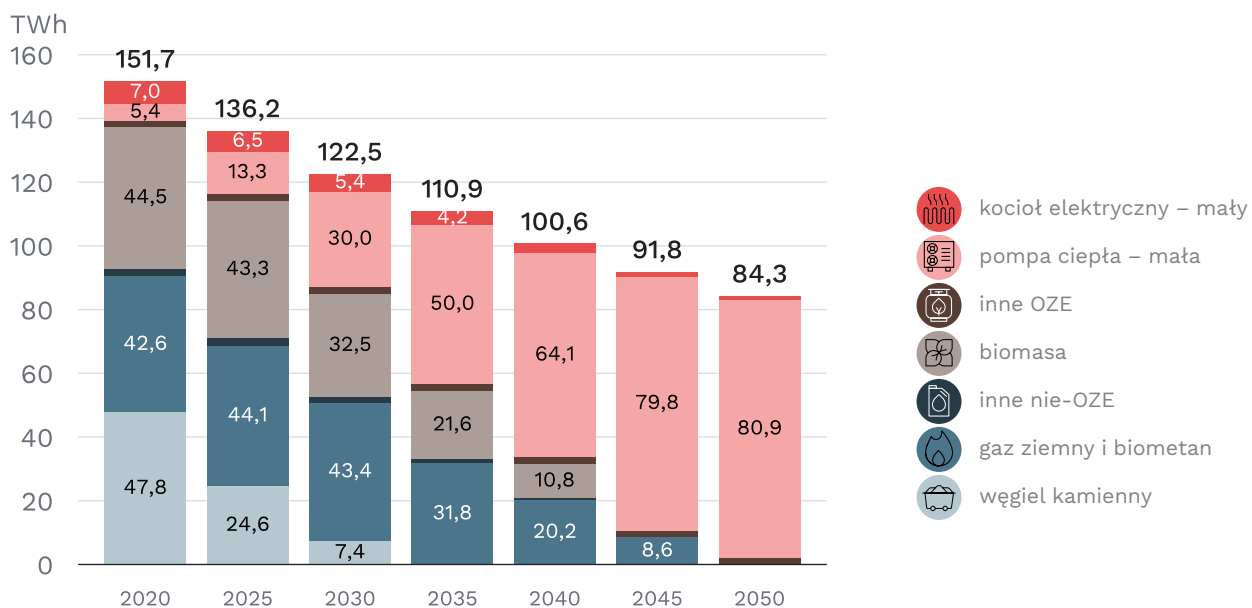
## B2. Ciepłownictwo systemowe i ogrzewnictwo indywidualne

**WYKRES 17. Produkcja ciepła systemowego w latach 2020–2050 (TWh) – scenariusz główny**



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Podano produkcję netto, tj. bez uwzględnienia potrzeb własnych ciepłowni i elektrociepłowni. Wartości za rok 2020 są średnimi z lat 2019–2021 na podstawie danych Eurostatu i oszacowań Instrat.

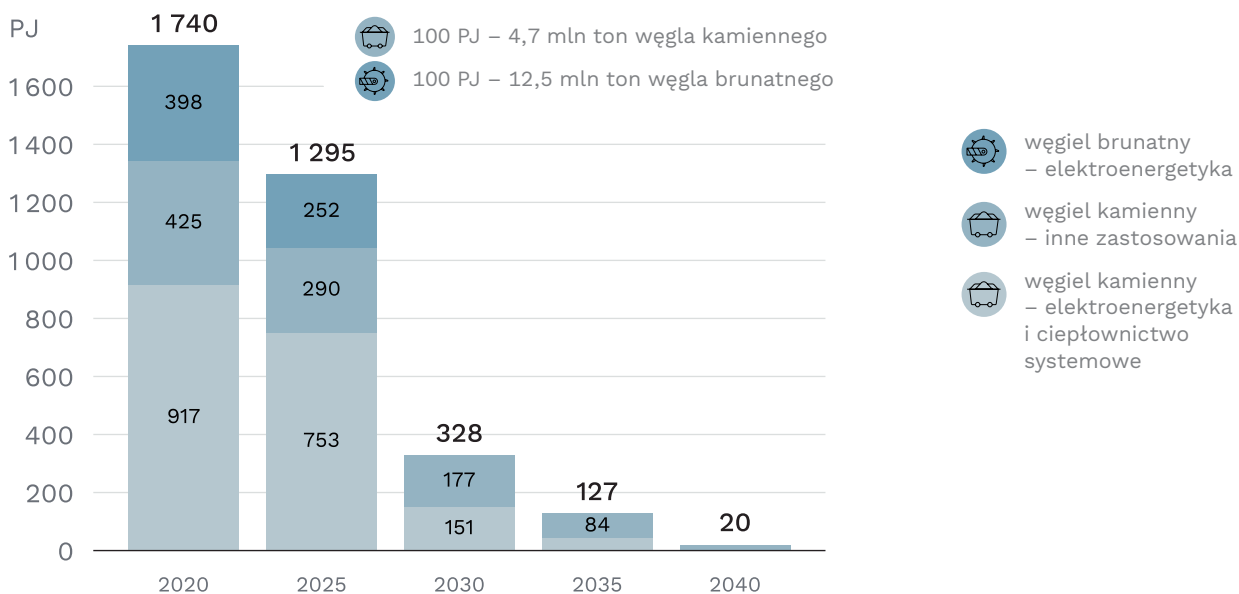
**WYKRES 18. Produkcja ciepła indywidualnego w latach 2020–2050 (TWh) – scenariusz główny**



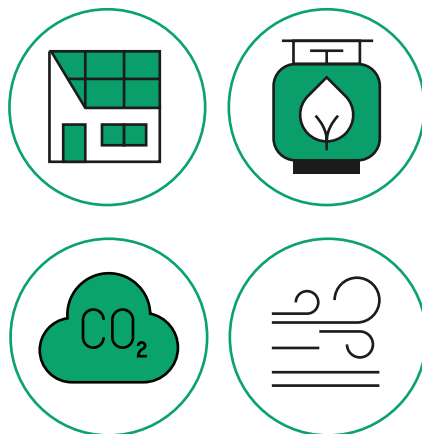
Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Wartości za rok 2020 są średnimi z lat 2019–2021 na podstawie danych Eurostatu i oszacowań Instrat.

### B3. Zużycie węgla, gazu i wodoru

**WYKRES 19. Zużycie krajowe węgla kamiennego i brunatnego w latach 2020–2050 (PJ) – scenariusz główny**

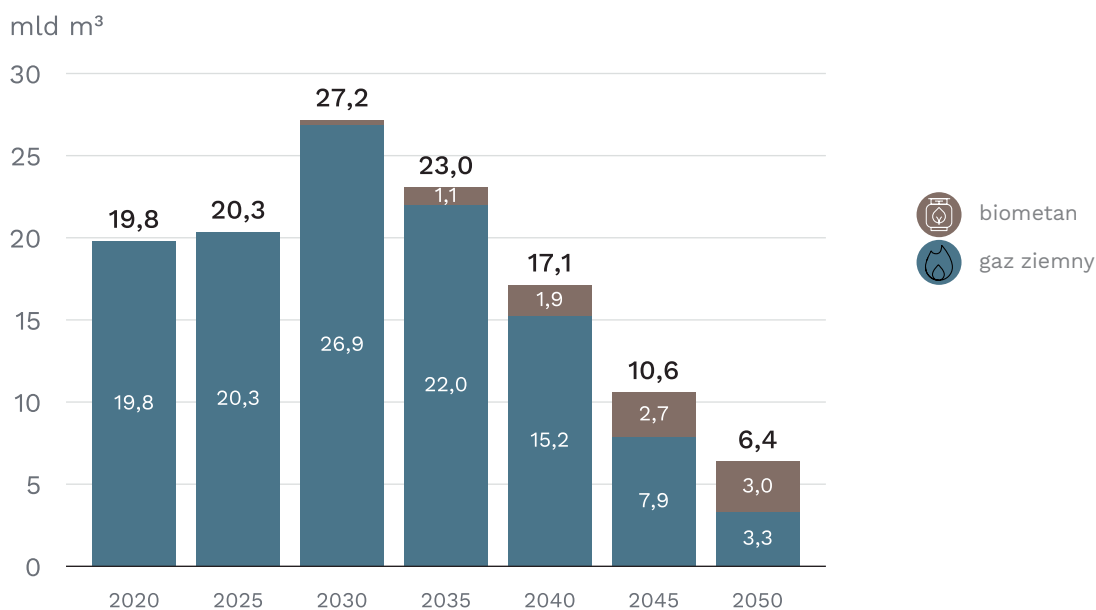


Źródło: opracowanie własne Infracore na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Węgiel kamienny i jego produkty pochodne, np. koks, zostały zagregowane. Podane zużycie nie uwzględnia węgla zużytego do produkcji koksu na eksport. Wartości za rok 2020 są średnimi z lat 2019–2021 na podstawie danych Eurostatu. Przeliczniki PJ na mln ton węgla na podstawie średnich wartości opałowych węgla dla elektroenergetyki w latach 2018–2022.



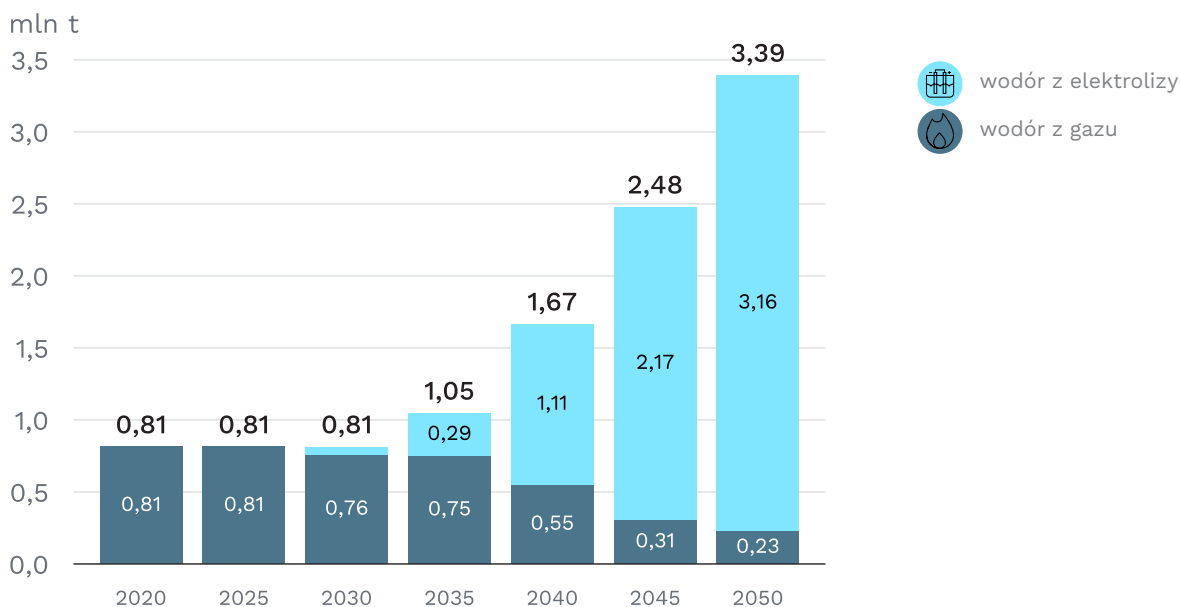


**WYKRES 20. Zużycie krajowe gazu ziemnego i biometanu w latach 2020–2050 (mld m<sup>3</sup>) – scenariusz główny**



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Za wartość opałową przyjęto 36,6 MJ/m<sup>3</sup> – ekwiwalent gazu wysokometanowego. Założono mieszanie się gazu ziemnego i biometanu w sieci gazowniczej. Wartość za rok 2020 jest średnią z lat 2019–2021 na podstawie danych Eurostatu.

**WYKRES 21. Zużycie krajowe wodoru w latach 2020–2050 (mln t) – scenariusz główny**



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Przyjęto wartość opałową wodoru 120 MJ/kg. Wartość za rok 2020 jest średnią z lat 2019–2021 na podstawie danych Eurostatu o zużyciu nieenergetycznym gazu ziemnego i oszacowań Instrat.

