

# Minął czas na gaz?

Co Polska może zrobić, aby zmniejszyć zużycie gazu ziemnego w gospodarce

Forum Energii to europejski, interdyscyplinarny think tank z Polski, którego zespół tworzą ekspertki i eksperci działający w obszarze energii. Łączymy doświadczenia zdobyte m.in. w administracji publicznej, biznesie, nauce i mediach.

Misją Forum Energii jest inicjowanie dialogu, proponowanie rozwiązań opartych na wiedzy, a także inspirowanie do działania na rzecz sprawiedliwej i efektywnej transformacji energetycznej, która prowadzi do neutralności klimatycznej. Cel ten realizujemy poprzez analizy, opinie i dyskusję na temat dekarbonizacji głównych obszarów gospodarki.

Wszystkie analizy Forum Energii mogą być powielane pod warunkiem wskazania ich źródła i autorów.

**AUTORKA:**

dr Aleksandra Gawlikowska-Fyk, Forum Energii

**WSPÓŁPRACA:**

Michał Borkowski

Marcin Dusiło, Forum Energii

**REDAKCJA:**

Aleksandra Zieleniec

**OPRACOWANIE GRAFICZNE:**

Karol Koszniec

**ZDJĘCIE:**

John Towner, Unsplash

**DATA PUBLIKACJI:**

czerwiec 2023

### Spis treści

Wstęp (dr Joanna Maćkowiak-Pandera)

1. Kluczowe wnioski	3
2. Wprowadzenie	6
2.1. Tło analizy	6
2.2. Podejście analityczne	8
2.3. Cele analizy	10
3. Ocena obecnej roli gazu ziemnego	11
3.1. Zużycie gazu ziemnego w Polsce	11
3.2. Zaopatrzenie w gaz ziemny	13
3.3. Architektura rynku gazu ziemnego	15
3.4. Regulacje unijne	16
3.5. Obecne emisje gazów cieplarnianych związane z wykorzystaniem gazu	17
4. Co możemy zrobić? Techniczne i ekonomiczne alternatywy dla gazu w różnych obszarach gospodarki	18
4.1. Elektroenergetyka	18
4.1.1. Obecna rola gazu ziemnego i plany budowy nowych mocy gazowych	18
4.1.2. Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną	22
4.1.3. Modelowanie systemu i poszukiwanie możliwości ograniczenia zużycia gazu	23
4.2. Czyste ciepło	31
4.2.1. Ciepłownictwo systemowe	31
4.2.2. Ogrzewnictwo indywidualne	33
4.3. Przemysł	34
4.4. Transport	38
5. Jak przeprowadzić zmianę?	40
Literatura	42

## Wstęp

Wykorzystanie przez Rosję gazu do szantażowania Europy po agresji na Ukrainę oraz gwałtowny wzrost cen surowców energetycznych były dużym szokiem. W rezultacie w wielu krajach następuje przewartościowanie polityki energetycznej. Jeszcze do ubiegłego roku planowano w Polsce znacząco zwiększać zużycie gazu ziemnego w całej gospodarce – o 75% do 2035 r. Plany te są rewidowane, ale decyzje w sprawie gazu muszą być podejmowane sprawnie, ponieważ zarówno szeroko rozumiana energetyka, jak również największy konsument gazu – przemysł – są w dużym kryzysie i pilnie potrzebują inwestycji.

Polityka energetyczna Polski musi być zmodyfikowana, konieczne są działania minimalizujące zużycie gazu. Na import tego surowca w wojennym 2022 r. wydaliśmy 93 mld zł, a w ciągu ostatnich 20 lat ponad 440 mld zł. To ogromne wydatki, które można przeznaczyć na zmniejszenie zależności energetycznej, np. na efektywność energetyczną i źródła odnawialne. Z drugiej strony Polska będzie zmniejszać zużycie węgla, choć w krótkim czasie nie uda się jej zupełnie wyeliminować tego surowca.

Gaz-System zmodyfikował swoje prognozy zużycia gazu w Polsce znacząco – jeszcze niedawno było to 35 mld m<sup>3</sup> w 2035 r., teraz jest to 27 mld m<sup>3</sup>. To dobry kierunek, ponieważ gaz będzie w większości surowcem importowanym o dużej zmienności cen, co będzie utrudniało inwestycje i planowanie transformacji, a ponadto będzie dużym stresem dla odbiorców i polityków.

Forum Energii w niniejszej analizie policzyło, że zużycie gazu, do połowy lat 30., można ograniczyć nawet do ok. 19 mld m<sup>3</sup>. Jednak zmiany same się nie wydarzą i potrzebne będą zdecydowane działania państwa. Polska musi na zużycie gazu – i wszystkich surowców energetycznych – patrzeć kompleksowo, tj. z perspektywy wszystkich sektorów. Kluczowa powinna być efektywność energetyczna. Wiele sektorów posiada sprawdzone i tanie technologie, które można wyskalować, pozwalające na zastąpienie gazu ziemnego.

Z poważaniem,  
**dr Joanna Maćkowiak-Pandera**  
Prezeska Forum Energii

## 1. Kluczowe wnioski

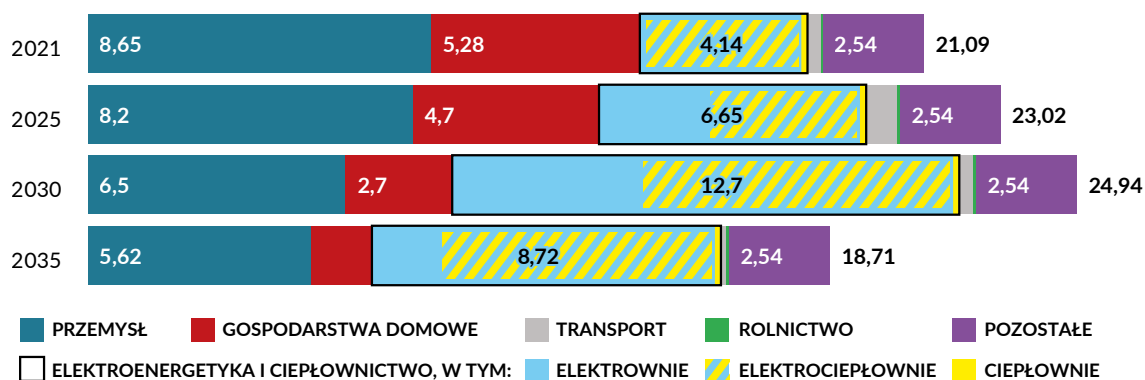
1. Polska znalazła się u progu dużych zmian w najważniejszych sektorach gospodarki – musi zarządzać procesem odchodzenia od węgla, nie zwiększając przy tym drastycznie roli gazu ziemnego. Gaz ziemny jest i pozostanie paliwem importowanym, emisyjnym oraz wrażliwym na światowe trendy popytowe i podażowe. Dlatego istotną częścią polityki energetycznej Polski, jak też jej strategicznych dokumentów powinna się stać polityka wobec tego surowca uwzględniająca jego bilans w całej gospodarce.
2. Polska ma szansę na ograniczenie znaczenia gazu ziemnego w gospodarce w perspektywie 2035 r. Zużycie gazu do końca tej dekady będzie jednak przejściowo wzrastać w wyniku niedoborów węgla i przestawiania ciepłowni i elektrociepłowni węglowych na mniej emisyjne paliwo. Jednocześnie rozwój źródeł odnawialnych jest opóźniany i zbyt wolny. W elektroenergetyce, a także w ciepłownictwie węgiel odpowiada dziś za 70% produkcji energii, źródła odnawialne odpowiednio za 20% i zaledwie 10%. Udział gazu: 6,5% i 9,9%.
3. Udział gazu ziemnego w Polsce na tle innych krajów jest relatywnie mały, a wielkie projekty dywersyfikacyjne – terminal LNG czy Baltic Pipe – były realizowane po to, żeby odcinając się od dostaw z Rosji mieć zapewnione nowe kierunki dostaw błękitnego paliwa. Gazyfikować miały się energetyka i ogrzewnictwo indywidualne, a wiele instrumentów wspierało wzrost konsumpcji gazu. Zużycie gazu rosło i nadal miało wzrastać, co potwierdzały prognozy operatora Gaz-Systemu.
4. Obecnie największymi konsumentami gazu ziemnego w Polsce są: przemysł (40%), gospodarstwa domowe (25%) oraz elektroenergetyka i ciepłownictwo (20%). Świadoma polityka limitowania konsumpcji gazu ziemnego nie może się ograniczać do energetyki – musi uwzględniać te sektory, które aktualnie zużywają większość tego surowca. Jednocześnie konieczne jest przeanalizowanie, w których sektorach dostępne są już alternatywne technologie mogące pomóc zmniejszyć udział gazu.
5. W raporcie poddaliśmy analizie wszystkie sektory gospodarki, sprawdzając obecne znaczenie gazu ziemnego oraz możliwości zmniejszenia jego zużycia dzięki poprawie efektywności energetycznej, inwestowaniu w OZE i wykorzystaniu innych źródeł, które zamieniają gaz na czystsze alternatywy, np. biometan czy wodór.
6. Przemysł będzie się przestawiał na wykorzystanie zielonego wodoru i ograniczał tym samym zużycie gazu. Najlepszą opcją jest produkcja zielonego wodoru w Polsce, ale do tego konieczny jest rozwój dodatkowych źródeł odnawialnych w systemie elektroenergetycznym. Potrzebne są jednak dalsze działania ograniczające zużycie gazu ziemnego dostosowane do jego wykorzystania w różnych gałęziach przemysłu i procesach technologicznych.
7. W ogrzewnictwie indywidualnym niezbędne jest zaplanowanie zastępowania paliw kopalnych za pomocą elektryfikacji i źródeł odnawialnych, przy jednoczesnym znacznym zwiększeniu efektywności energetycznej budynków. W związku z szybką gazyfikacją ogrzewnictwa w ostatniej dekadzie konieczne będzie określenie daty zakończenia wsparcia zakupu kotłów gazowych z programów dotacyjnych, a następnie odejścia od ich sprzedaży.

8. Zużycie gazu ziemnego w transporcie, z uwagi na jego marginalne znaczenie i dostępne inne opcje, powinno zostać wyeliminowane.
9. Alternatywą dla paliw kopalnych w wielu sektorach jest elektryfikacja, która pozwala na modernizację gospodarki i redukcję śladu węglowego. W perspektywie elektryfikacji ogrzewania, transportu i rozwoju zielonego wodoru, a więc spodziewanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, będzie rosła presja na rozbudowę systemu elektroenergetycznego i wykorzystywanie gazu jako paliwa przejściowego w transformacji elektroenergetyki.
10. Elektroenergetyka jak w soczewce skupia dylematy transformacji. Polska musi w kolejnych latach tak zmieniać ten podsektor, aby jednocześnie odchodzić od węgla i ograniczać emisyjność generacji energii elektrycznej oraz zapewniać bezpieczeństwo dostaw (w tym moce dyspozycyjne umożliwiające bilansowanie systemu w warunkach rosnącego znaczenia źródeł odnawialnych). Musi kształtować rolę gazu ziemnego, a także przygotowywać się na istotny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną. Jeśli postawimy na inne technologie: źródła odnawialne, systematyczny i planowy rozwój rynku biogazu i biometanu oraz przejściowe wykorzystanie bloków węglowych (pod warunkiem ich modernizacji w kierunku większej elastyczności), to nie uzależnimy się od gazu.
11. Jednocześnie koniecznością staje się podjęcie działań na rzecz efektywnego i oszczędnego wykorzystania energii elektrycznej przez jej dotychczasowych konsumentów. Im mniejsze będzie zapotrzebowanie gospodarki na energię elektryczną, tym mniejsza będzie presja na zwiększanie mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) i mniejsze zużycie paliw kopalnych do jej produkcji, a co za tym idzie ich importu, bo podaż krajowego węgla nieuchronnie spada.

Polska powinna w sposób całościowy podejść do konsumpcji gazu ziemnego w całej gospodarce, tak aby zmniejszyć jego wykorzystanie przez największych konsumentów – sektor przemysłowy i gospodarstwa domowe. Wprawdzie zużycie gazu ziemnego będzie początkowo rosło w elektroenergetyce i ciepłownictwie, ale ten wzrost może być mniejszy i przejściowy. Podejście do bilansu zużycia gazu z punktu widzenia całej gospodarki, przy równoczesnym wprowadzeniu strategii sektorowych, stwarza szansę na ograniczenie roli gazu ziemnego już w połowie przyszłej dekady oraz zbilansowanie zapotrzebowania z dostawami surowca.

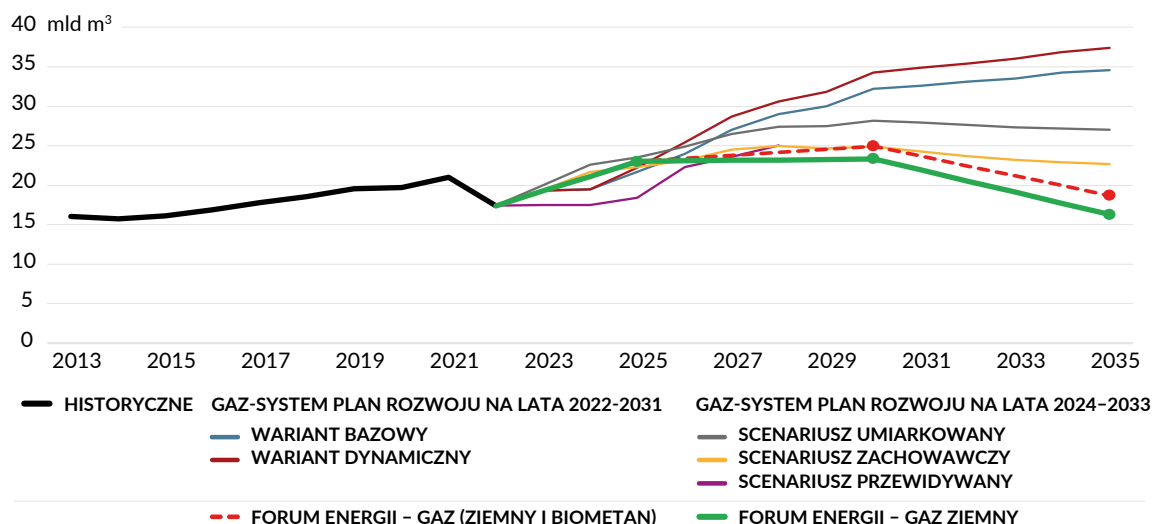


Wykres 1. Zużycie gazu ziemnego w Polsce w różnych sektorach według Forum Energii (mld m<sup>3</sup>)



Źródło: opracowanie własne.

Wykres 2. Prognozy zużycia gazu ziemnego – porównanie scenariuszy operatora Gaz-System oraz wyników analizy Forum Energii



Źródło: Gaz-System, Krajowy dziesięcioletni plan rozwoju systemu przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2022-2031. Część A. Wyciąg, Warszawa, październik 2021 r., <https://www.gaz-system.pl/dam/jcr:8dfb8bfc-c33d-4107-95a4-16efc89f0ab9/krajowy-plan-rozwoju-gaz-system-2022-2031.pdf>, Gaz System, Krajowy dziesięcioletni plan rozwoju systemu przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2024-2033. Część A, wyciąg do konsultacji, Warszawa, luty 2023 r., <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/konsultacje-z-rynkiem/aktualne-konsultacje.html>, obliczenia własne.

Raport ten został przygotowany w celu rozpoczęcia dyskusji o polskiej strategii wobec sektora gazu ziemnego, która musi się stać częścią nie tylko polityki energetycznej Polski, ale także zaktualizowanego Krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu na lata 2021-2030 oraz długoterminowej wizji dochodzenia do neutralności klimatycznej.

## 2. Wprowadzenie

### 2.1. Tło analizy

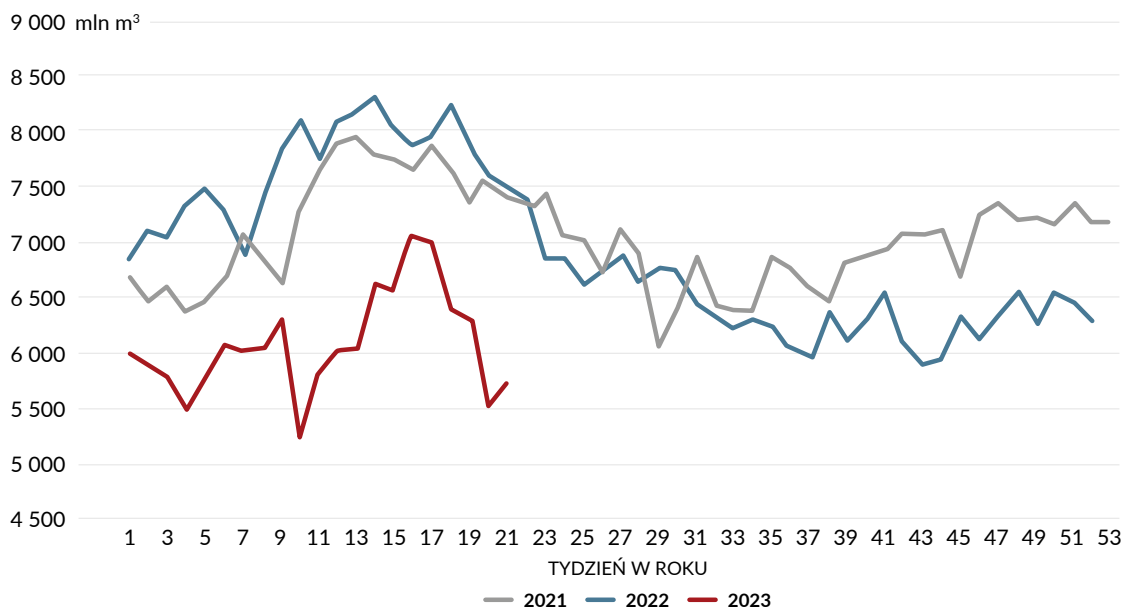
Przed Polską piętrzą się strategiczne wyzwania w sferze energetyki. Koniec węgla jest nieuchronny, nasz kraj musi więc zadbać o nowe niskoemisyjne moce wytwórcze, by zagwarantować bezpieczeństwo energetyczne, zredukować ślad węglowy i zapewnić racjonalne ceny energii elektrycznej dla całej gospodarki. A w kolejce do dekarbonizacji czekają już kolejne sektory – ciepłownictwo, przemysł i transport.

Tymczasem możliwe drogi wyboru tego, co po węglu, zostały ograniczone. Kryzys cenowy na rynku surowców energetycznych, który rozpoczął się w drugiej połowie 2021 r., a potem agresja Rosji na Ukrainę zweryfikowały w całej UE podejście do wykorzystania paliw kopalnych importowanych z Rosji, w tym gazu ziemnego. A to właśnie gaz miał być paliwem przejściowym na drodze do neutralności klimatycznej<sup>1</sup>.

Najważniejszym tłem tej analizy jest kryzys energetyczny, który ponownie, ale tym razem wyjątkowo dobitnie, pokazał, że grozi nam i całej Unii Europejskiej szantaż energetyczny wynikający z tak dużej zależności od importu surowców. Po inwazji rosyjskiej wzrosły obawy o dostępność paliw kopalnych w wyniku manipulowania przez Rosję podażą i cenami, żeby wymusić ustępstwa polityczne czy wziąć odwet za zachodnie sankcje. W kwietniu 2022 r. Rosja wstrzymała dostawy gazu ziemnego do Bułgarii i Polski, a w maju do Finlandii. Sukcesywnie ograniczała też dostawy do kolejnych państw<sup>2</sup>. Z końcem sierpnia 2022 r. gaz przestał płynąć do UE gazociągiem Nord Stream. W konsekwencji eksport gazu rosyjskiego do Unii Europejskiej spadł o połowę w porównaniu do 2021 r., kiedy to Unia zaimportowała 155 mld m<sup>3</sup> błękitnego paliwa. To poziom porównywalny z dostawami w połowie lat osiemdziesiątych XX wieku<sup>3</sup>. Obecnie rekordowo niski import gazu z Rosji odbywa się przez Ukrainę, gazociągami Blue Stream, TurkStream oraz drogą morską (LNG<sup>4</sup>).

6

Wykres 3. Import gazu rosyjskiego przez UE w latach 2021–2023



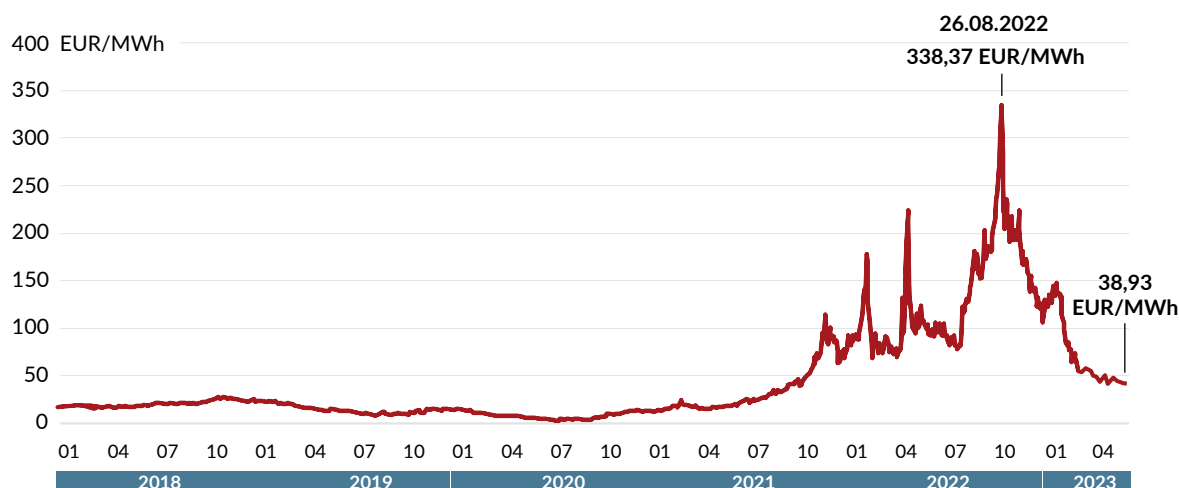
Źródło: Bruegel, *European natural gas imports*, kwiecień 2023 r., <https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports>.

- 1 Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Polityka Energetyczna Polski do 2040*, luty 2021 r., <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski-do-2040-r-przyjeta-przez-rade-ministrow>.
- 2 Por. Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych, *Gaz zakładnikiem geopolityki. Wykorzystanie gazu ziemnego na cele energetyczne w Unii Europejskiej w aspekcie oddziaływania czynników geopolitycznych*, grudzień 2022 r.
- 3 IEA, *Gas Market Report, Q3- 2022*, lipiec 2022 r., <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q3-2022>.
- 4 W 2022 r. 13% unijnego importu LNG pochodziło z Rosji.



Politycznie motywowane ograniczenia dostaw doprowadziły do rekordowo wysokich i niestabilnych cen surowca. Jeszcze w połowie 2021 r. cena gazu na holenderskiej giełdzie TTF kształtowała się na poziomie około 20 euro/MWh, ale już pod koniec tego roku wzrosła ponad pięciokrotnie. W 2022 r. średnia cena gazu ziemnego wyniosła 135 euro/MWh, a w środku kryzysu energetycznego blisko 340 euro/MWh. Przyczyniło się to do wzrostu inflacji i pogorszenia koniunktury gospodarczej w Europie<sup>5</sup>. W kwietniu 2023 r. cena gazu spadła poniżej 40 euro/MWh, nadal jednak pozostaje wyższa niż przed kryzysem.

Wykres 4. Ceny gazu ziemnego



Źródło: Dutch TTF Gas.

W przyszłości trzeba będzie się liczyć z tym, że zmienność cenowa pozostanie cechą rynku gazu. To z kolei wpłynie na ryzyko kosztowe dla wszystkich korzystających z gazu ziemnego oraz dla nowych inwestorów<sup>6</sup>.

Wiele państw unijnych zapowiedziało weryfikację swojej polityki wobec błękitnego paliwa. Komisja Europejska oszacowała, że już do 2027 r. UE będzie mogła odejść od importu gazu z Rosji. Podkreśliła jednak, że ogólna zależność od paliw kopalnych jest i pozostaje problemem. Z kolei rząd polski jeszcze w marcu 2022 r. zadeklarował aktualizację przyjętej zaledwie rok wcześniej *Polityki energetycznej Polski do 2040 r.* (PEP 2040), aby gaz odgrywał mniejszą, niż wcześniej zakładano, rolę w miksie energetycznym. Czy to wystarczy?

Gaz w tej chwili nie jest w Polsce najważniejszym paliwem. Jego główni odbiorcy w 2021 r. to: przemysł (40% zapotrzebowania), gospodarstwa domowe (25%) i energetyka systemowa (20%)<sup>7</sup>. Gaz postrzegano jednak jako paliwo przejściowe, choć jego zużycie w gospodarce miało przejściowo rosnąć. Przypomnijmy, jeszcze w 2021 r. Gaz-System, operator gazowego systemu przesyłowego, prognozował, że zapotrzebowanie na ten surowiec<sup>8</sup> w scenariuszu bazowym wyniesie 32,2 mld m<sup>3</sup> w 2030 r. i nawet 34,3 mld m<sup>3</sup> w wariantcie dynamicznym. W kolejnych latach miałyby się ustabilizować odpowiednio na poziomie nieco ponad 34 mld m<sup>3</sup> lub 37 mld m<sup>3</sup> (przy dynamicznym wzroście rynku)<sup>9</sup>. Największy wzrost zapotrzebowania miał wystąpić właśnie w elektroenergetyce oraz w wyniku

<sup>5</sup> Komisja Europejska, *Oszczędzanie gazu na bezpieczną zimę*, Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Bruksela, 20.7.2022 r., COM(2022) 360 final.

<sup>6</sup> Financial Post, *More oil and gas price volatility in 2023 to keep producers focused on shareholder returns*, styczeń 2023 r., <https://financialpost.com/commodities/energy/oil-gas/oil-gas-price-volatility-2023-producers-shareholder-returns>.

<sup>7</sup> GUS, *Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2020 i 2021*, Warszawa 2022, <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/gospodarka-paliwowo-energetyczna-w-latach-2020-i-2021,4,17.html>.

<sup>8</sup> W swoich planach rozwoju Gaz-System posługuje się kategorią „zapotrzebowanie na usługę przesyłania”, co nie jest tożsame zapotrzebowaniu na gaz (np. nie obejmuje gazu wprowadzonego bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, ale uwzględnia eksport).

<sup>9</sup> Por. Gaz System, *Krajowy dziesięcioletni plan rozwoju systemu przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokożenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwo gazowe na lata 2022-2031*. Część A. Wyciąg, Warszawa, październik 2021 r., <https://www.gaz-system.pl/dam/jcr:8dfb8bfc-c33d-4107-95a4-16efc89f0ab9/krajowy-plan-rozwoju-gaz-system-2022-2031.pdf>. Warto przypomnieć, że we wcześniejszym planie rozwoju, z kwietnia 2009 r., zapotrzebowanie na gaz w scenariuszu optymalnego rozwoju miało wynieść 25,9 mld m<sup>3</sup> w 2030 r. i 30,6 mld m<sup>3</sup> przy nasyceniu rynku. W kolejnych latach – ponad 26 mld m<sup>3</sup> lub 31 mld m<sup>3</sup>.

gazyfikacji ogrzewnictwa. To przecież te dwa obszary, w których odchodzenie od węgla jest tak kluczowe z punktu widzenia celów klimatycznych oraz ochrony powietrza. W wyniku zmiany sytuacji na rynku gazu operator Gaz-System modyfikuje swoje prognozy. Według jego projektu nowego planu rozwoju<sup>10</sup> zapotrzebowanie na gaz ziemny będzie rosnąć i w 2030 r. osiągnie maksimum w wysokości 28 mld m<sup>3</sup>. A w kolejnych latach miałyby się kształtować już na stabilnym poziomie nieco ponad 27 mld m<sup>3</sup>.

Dlatego w planowaniu roli gazu ziemnego trzeba uwzględnić zarówno możliwości zaopatrzenia w ten surowiec, jak i jego zużycie w całej gospodarce, a także ocenić potencjał jego ograniczenia przez różne sektory, wreszcie, sprawdzić wykorzystanie alternatywnych technologii.

## 2.2. Podejście analityczne

W naszym raporcie analizujemy obecne i przyszłe znaczenie błękitnego paliwa w różnych sektorach. Rozwój rynku gazu i rolę tego surowca w polskiej gospodarce widzimy z perspektywy następujących trendów i wyzwań:

- konieczności dywersyfikacji i dekarbonizacji elektroenergetyki oraz ciepłownictwa w sytuacji bardzo dużej zależności obu sektorów od węgla oraz istotnych zapóźnień w rozwoju OZE;
- postępującej elektryfikacji różnych sektorów gospodarki, tj. ogrzewnictwa indywidualnego, transportu osobowego oraz produkcji zielonego wodoru; w efekcie tych procesów będzie wzrastać zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz presja na rozbudowę krajowego systemu elektroenergetycznego;
- dążenia do redukcji emisji gazów cieplarnianych zgodnie z celem na 2030 r. (o 55% w gospodarce, co oznacza zmniejszenie emisji z elektroenergetyki o 67%<sup>11</sup>) oraz perspektywą neutralności klimatycznej w 2050 r.

8

Polska stoi przed dylematem, jak poradzić sobie z wyzwaniami związanymi z koniecznością dekarbonizacji oraz równoczesnym zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw energii, w tym ciepła, w warunkach coraz większej elektryfikacji i łączenia sektorów. W wielu wypadkach rozwiązania, które są istotne z punktu widzenia tych celów, nie pojawią się w wynikach modeli optymalizacyjnych. Modele mogą nie dostrzegać rozwiązań, które są droższe (np. magazyny, które są potrzebne przez kilkadziesiąt godzin w roku), które wynikają z interakcji z innymi sektorami (np. potencjał DSR wśród gospodarstw domowych) albo wymagają zmiany zasad działania rynku nieuwzględnionej w modelach. Wiele modeli w prosty sposób zakłada, że jakkolwiek luka między podażą a zapotrzebowaniem musi być wypełniona przez jednostki gazowe. Taką właśnie ścieżkę – gazyfikację energetyki – przewidziano w PEP 2040 przyjętym w 2021 r. Mimo zapowiadanych zmian Polska, która musi odchodzić od węgla, będzie w jakimś stopniu skazana na gaz w energetyce. To będzie wynikać ze spadku cen błękitnego paliwa w porównaniu do najwyższych poziomów z 2022 r., umacniania się ceny CO<sub>2</sub> oraz końca wsparcia jednostek węglowych z rynku mocy. Rosnąca rola źródeł odnawialnych wymaga także zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego, w tym budowy źródeł sterowalnych (takich jak jednostki gazowe w cyklu otwartym). Koincydencja czasowa tych trendów spowoduje pogarszanie ekonomiki jednostek węglowych po 2025 r., połączone w wielu wypadkach z kresem ich żywotności. W efekcie wzrośnie konkurencyjność gazu ziemnego.

Punktem wyjścia analizy w niniejszym raporcie jest sprawdzenie, jakie znaczenie ma obecnie w poszczególnych sektorach gaz ziemny, jak będzie się ono zmieniać w kolejnych latach, a przede wszystkim, jak można je planowo ograniczać. Naszym celem jest również określenie, czy krajowe zapotrzebowanie na gaz zostanie zaspokojone importem oraz wydobyciem własnym. W tym bilansie nie uwzględniamy gazu rosyjskiego, z którym Polska pożegnała się w 2022 r. Analizę poszczególnych sektorów rozpoczynamy od elektroenergetyki, która będzie przejmowała zapotrzebowanie na energię w związku z elektryfikacją gospodarki oraz koniecznością produkcji zielonego wodoru.

10 Gaz System, *Krajowy dziesięcioletni plan rozwoju systemu przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2024-2033*, Część A. Wyciąg do konsultacji, Warszawa, luty 2023 r., <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/konsultacje-z-rynkiem/aktualne-konsultacje.html>.

11 Por. A. Gawlikowska-Fyk, M. Borkowski, *Jak Polska może osiągnąć zwiększone cele redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2030 r.*, Forum Energii, 2020, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/analiza-55ghg>.

Założyliśmy, że elektryfikacja transportu oraz ogrzewnictwa indywidualnego będzie postępować do połowy lat trzydziestych oraz że nastąpi intensywny wzrost instalacji pomp ciepła, który pozwoli na redukcję znacznego zużycia gazu w gospodarstwach domowych na cele grzewcze. W 2021 r. sięgnęło ono 5,3 mld m<sup>3</sup> (191 PJ<sup>12</sup>) i było wyższe niż w całej elektroenergetyce i ciepłownictwie systemowym łącznie. Jednocześnie zapotrzebowanie na energię z OZE będzie zgłaszał przemysł poddany presji, aby się dekarbonizować i przechodzić z produkcji szarego wodoru na zielony wodór, który jest wytwarzany z wykorzystaniem energii elektrycznej (z OZE) w procesie elektrolizy<sup>13</sup>. To wszystko będzie powodowało systematyczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną. **W konsekwencji nasza analiza różni się od innych prezentowanych scenariuszy rozwoju miks wytwórczego w Polsce, ponieważ uwzględnia w szerszy sposób elektryfikację.**

Nie podchodzimy jednak bezkrytycznie do wzrostu popytu, analizując w raporcie rezultaty zwiększenia efektywności energetycznej. Im mniej energii będziemy potrzebować, tym bardziej można ograniczyć potrzebę rozbudowy systemu elektroenergetycznego.

Kolejnym obszarem analizy jest ciepłownictwo systemowe węglone podobnie jak elektroenergetyka – aż 70% ciepła powstaje z węgla. W przeprowadzonym modelu systemu ciepłowniczego założyliśmy konieczność odchodzenia od węgla i wzrost udziału źródeł odnawialnych. Przejściowy wzrost udziału gazu ziemnego będzie wynikać z konieczności przestawiania ciepłowni i elektrociepłowni na mniej emisyjne paliwo przy jednoczesnym dużym zapóźnieniu, jeśli chodzi o udział źródeł odnawialnych i energii odpadowej. Wraz z kolejnymi zmianami technologicznymi w sektorze ciepłowniczym (elektryfikacją, rosnącą rolą biometanu, a także efektywnością energetyczną) udział gazu ziemnego będzie malał.

W obszarze ciepłownictwa indywidualnego uznaliśmy, że istniejące technologie umożliwią przejście bezpośrednio z obecnego stanu do systemu niepolegającego na paliwach kopalnych. Do końca obecnej dekady Polska może zainstalować nawet 2 mln pomp ciepła, co spowoduje nie tylko zbliżenie się do celów klimatycznych, ale i poprawę jakości powietrza oraz znaczne ograniczenie zużycia i importu paliw kopalnych, takich jak gaz ziemny oraz węgiel. Przypomnijmy, że polskie gospodarstwa domowe spalają aż 79% węgla kamiennego wykorzystywanego przez wszystkie unijne gospodarstwa. Dane za 2021 r. potwierdzają szybko rosnący trend w montażu pomp ciepła – sprzedano ich wówczas ponad 90 tysięcy, a w 2022 r. już ponad 200 tysięcy<sup>14</sup>.

Przemysł jest kolejnym sektorem, który wymaga systemowych zmian, ale w odróżnieniu od energetyki zachodzą one w bardzo niewielkim stopniu. Jest to jednak pierwszy konsument gazu w Polsce. Regulacje unijne na razie zmierzają do zastąpienia wodoru produkowanego z paliw kopalnych wodorem odnawialnym. Przyjęliśmy więc założenie – zgodnie z propozycją *Fit for 55* – że udział zielonego wodoru powinien wynieść 35% łącznego zużycia wodoru przez przemysł w 2030 r. i 50% w roku 2035<sup>15</sup>. Byłaby to zasadnicza zmiana wpływająca zarówno na przemysł, jak i zapotrzebowanie na energię elektryczną. W niniejszej analizie nie przesadzamy, czy Polsce uda się osiągnąć takie zazielenienie produkcji wodoru, sprawdzamy tylko, jak wpłynie to na ograniczenie zużycia gazu i dodatkowe zapotrzebowanie na energię elektryczną zgłaszane przez przemysł. Celowo uwzględniono w modelowaniu systemu elektroenergetycznego wysoki udział zielonego wodoru w przemyśle.

W związku z tym, że w Polsce nie ma długoterminowej strategii niskoemisyjnej, która prezentowałaby ścieżkę dekarbonizacji przemysłu, a dotychczas nie przeprowadzono dla Polski modelowania przemysłu ukierunkowanego na zmniejszenie konsumpcji gazu, posiłkujemy się wynikami analiz przeprowadzonych w całej Unii Europejskiej. Zazielenienie produkcji wodoru, które tu uwzględniliśmy, dotyczy bowiem tylko nieenergetycznej części zużycia gazu

12 Dane w miliardach m<sup>3</sup> są podawane w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

13 Więcej w: Forum Energii, *Zielone Gazy - biometan i wodór w Polsce*, czerwiec 2021 r., <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/zielone-gazy>.

14 Port PC, 2022 – rok pomp ciepła w Polsce, <https://portpc.pl/port-pc-2022-rok-pomp-ciepła-w-polsce/>. Przyjmując szereg założeń, można oszacować, że taka liczba pomp ciepła mogłaby zmniejszyć zużycie gazu o 440 mln m<sup>3</sup> (jeśli pompy zastąpiłyby kotły gazowe) oraz zwiększyć zapotrzebowanie na energię elektryczną o 1,5 TWh.

15 Cele określone przez Komisję Europejską w RePower były wyższe, ale nie zostały przyjęte przez Radę, która wsparła cele zgodne z *Fit for 55*. Council of the EU, "Fit for 55": Council agrees on higher targets for renewables and energy efficiency, Press release, 27 June 2022, <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/06/27/fit-for-55-council-agrees-on-higher-targets-for-renewables-and-energy-efficiency/>. Najnowszy wynik trilogu mówi o 42% do 2030 r. i 60% do 2035. Por. Council of the EU, *Council and Parliament reach provisional deal on renewable energy directive*, Press release, 30 March 2023, <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/03/30/council-and-parliament-reach-provisional-deal-on-renewable-energy-directive/>.

przez przemysł. Zasadnicza część (około dwie trzecie w 2021 r.) to zużycie energetyczne, które będzie wymagało nie tylko zmian technologicznych w tym sektorze, np. elektryfikacji procesów przemysłowych i energetycznych, ale i zwiększania efektywności energetycznej<sup>16</sup>. Zakładamy więc, poza zazielenieniem produkcji wodoru, także wzrost efektywności energetycznej w zużyciu gazu.

W przypadku transportu przyjmujemy, że elektryfikacja będzie podstawowym sposobem jego dekarbonizacji i odchodzenia od paliw ropopochodnych. Gaz ziemny (w postaci LNG oraz CNG) zapewnia jedynie 1,7% zapotrzebowania tego sektora na energię. Choć pokładano w nim pewne nadzieje na odchodzenie od paliw ropopochodnych, nie planujemy takiego scenariusza. Projektujemy szybszą od wynikających z dzisiejszych trendów redukcję zużycia gazu w transporcie. W 2035 r. producenci nowych samochodów osobowych i lekkich samochodów dostawczych mają dojść do zerowych emisji CO<sub>2</sub><sup>17</sup>, co poważnie zmniejszy liczbę pojazdów spalinych.

### 2.3. Cele analizy

Są to:

- Przegląd obecnej roli gazu ziemnego w Polsce w poszczególnych sektorach gospodarki.
- Przedstawienie obecnego bilansu wykorzystania gazu ziemnego i zaopatrzenia w ten surowiec oraz przyszłego, uwzględniającego działania na rzecz ograniczania jego konsumpcji we wszystkich sektorach.
- Analiza możliwości zastąpienia gazu ziemnego innymi technologiami w elektroenergetyce, ciepłownictwie i ogrzewnictwie indywidualnym, przemyśle oraz transporcie.
- Ocena, w jaki sposób Polska może w przyszłości wykorzystywać gaz ziemny oraz zminimalizować jego rolę jako paliwa przejściowego w procesie transformacji energetycznej.
- Pokazanie, że znaczenie gazu trzeba oceniać szerzej niż tylko w odniesieniu do energetyki. Obecnie bowiem najwięcej błękitnego paliwa zużywają inne sektory gospodarki.

<sup>16</sup> W niniejszym raporcie nie uwzględniamy elektryfikacji procesów przemysłowych, choć coraz więcej analiz wskazuje, że elektryfikacja będzie niezbędna dla dekarbonizacji przemysłu.

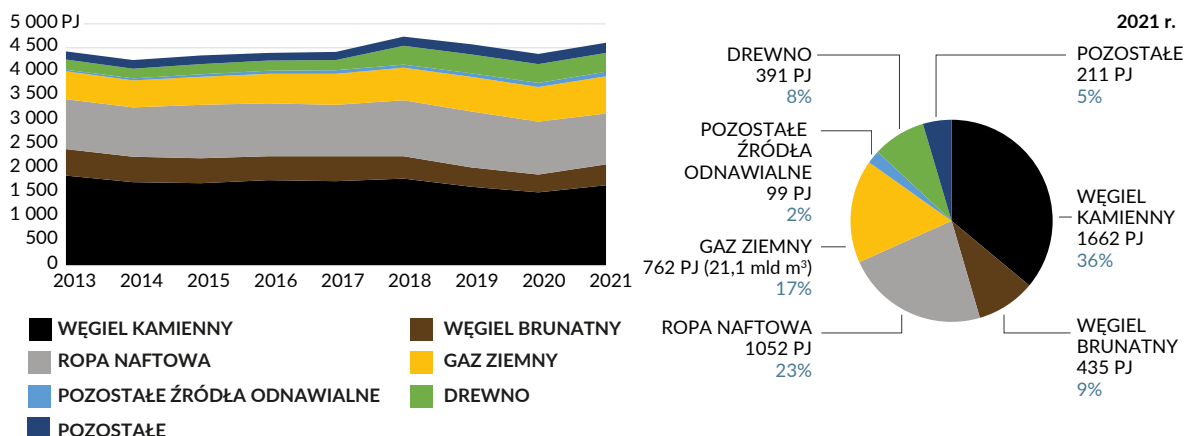
<sup>17</sup> Por. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/851 z dnia 19 kwietnia 2023 r. w sprawie zmiany rozporządzenia (UE) 2019/631 w odniesieniu do wzmocnienia norm emisji CO<sub>2</sub> dla nowych samochodów osobowych i dla nowych lekkich pojazdów użytkowych zgodnie z ambitniejszymi celami klimatycznymi Unii, Dz. Urz. UE OJ L 110, 25.4.2023, s. 5–20.

### 3. Ocena obecnej roli gazu ziemnego

#### 3.1. Zużycie gazu ziemnego w Polsce

Polska gospodarka jest zdominowana przez paliwa kopalne. Gaz ziemny w strukturze zużycia energii pierwotnej zajmuje trzecie miejsce (17%) po węglu (45%) oraz ropie naftowej (23%).

Wykres 5. Struktura zużycia energii pierwotnej w Polsce



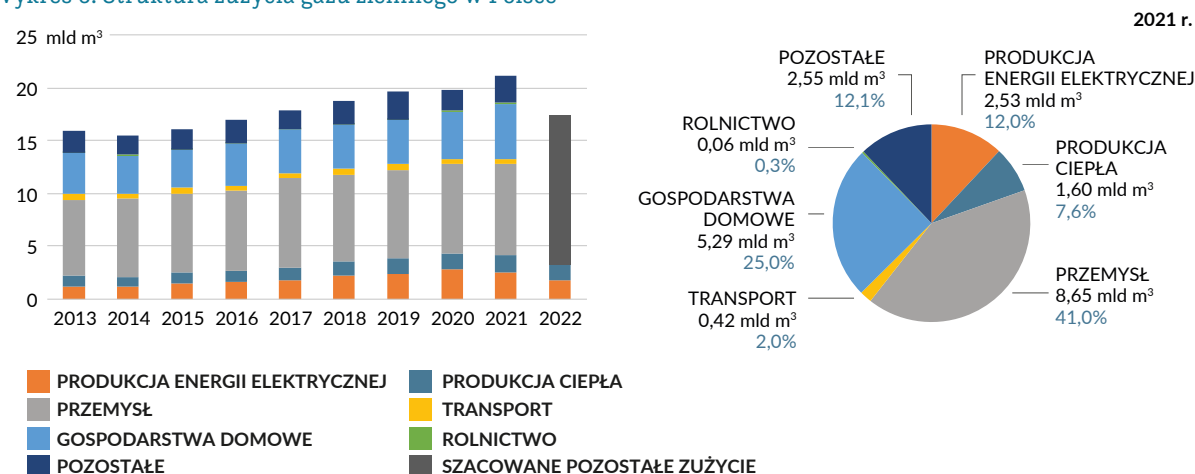
Źródło: M. Dusiło, *Transformacja energetyczna w Polsce*. Edycja 2023, kwiecień 2023 r., Forum Energii, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/transformacja-2023>.

11

Największym konsumentem gazu ziemnego w Polsce jest przemysł (41% zużycia), który wykorzystuje go w celach energetycznych oraz jako surowiec technologiczny, np. w produkcji wodoru, kauczuku, farb i lakierów. Drugim konsumentem są gospodarstwa domowe (25%). Z kolei energetyka zawodowa – elektroenergetyka i ciepłownictwo – odpowiada za jedną piątą zużycia. W transporcie znaczenie gazu ziemnego jest marginalne. W kategorii „pozostali odbiorcy” mieszczą się podmioty nieobjęte pełnymi badaniami statystycznymi, m.in. małe przedsiębiorstwa przemysłowe, budowlane i usługowe, które w 2021 r. zużyły łącznie aż 2,6 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego (12%).

Polska struktura konsumpcji gazu ziemnego jest odmienna od unijnej. W 2021 r. za największy wolumen zużytego gazu odpowiadały w Unii energetyka i ciepłownictwo (31% z 412 mld m<sup>3</sup>), gospodarstwa domowe (24%) i przemysł (23%)<sup>18</sup>.

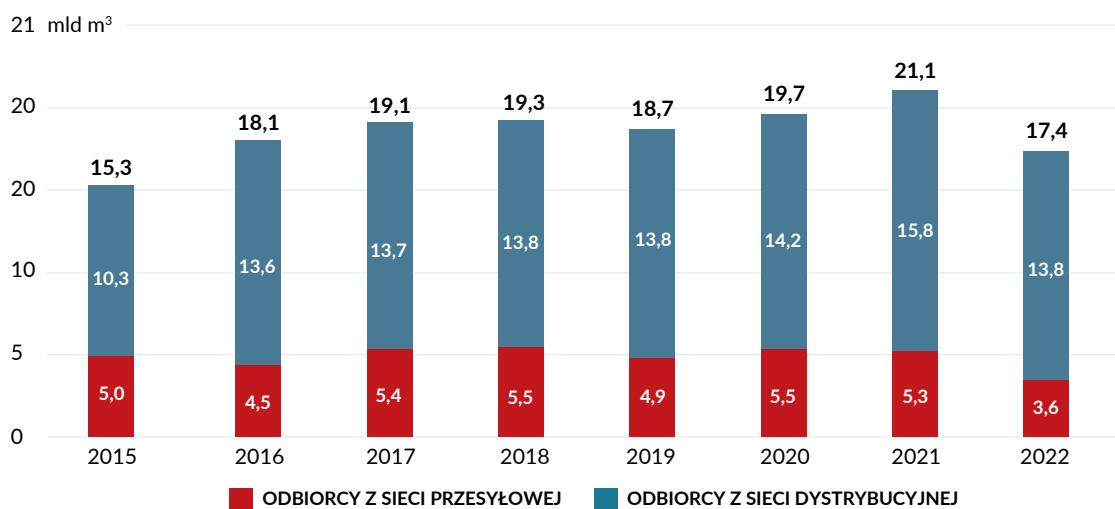
Wykres 6. Struktura zużycia gazu ziemnego w Polsce



Źródło: M. Dusiło, *Transformacja energetyczna w Polsce...*, op. cit.

W ostatniej dekadzie zużycie gazu przez przemysł wzrastało wolno i stabilnie, podczas gdy w gospodarstwach domowych w sposób zauważalny – w 2021 r. aż o 30 PJ (około 0,8 mld m<sup>3</sup>, 16%) w porównaniu do 2020 r. Z kolei na potrzeby grzewcze i przygotowanie posiłków zwiększyło się o jedną trzecią w wyniku nowych przyłączy do sieci gazowniczej.

Wykres 7. Zużycie gazu ziemnego w Polsce w latach 2015–2022



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENTSOG.

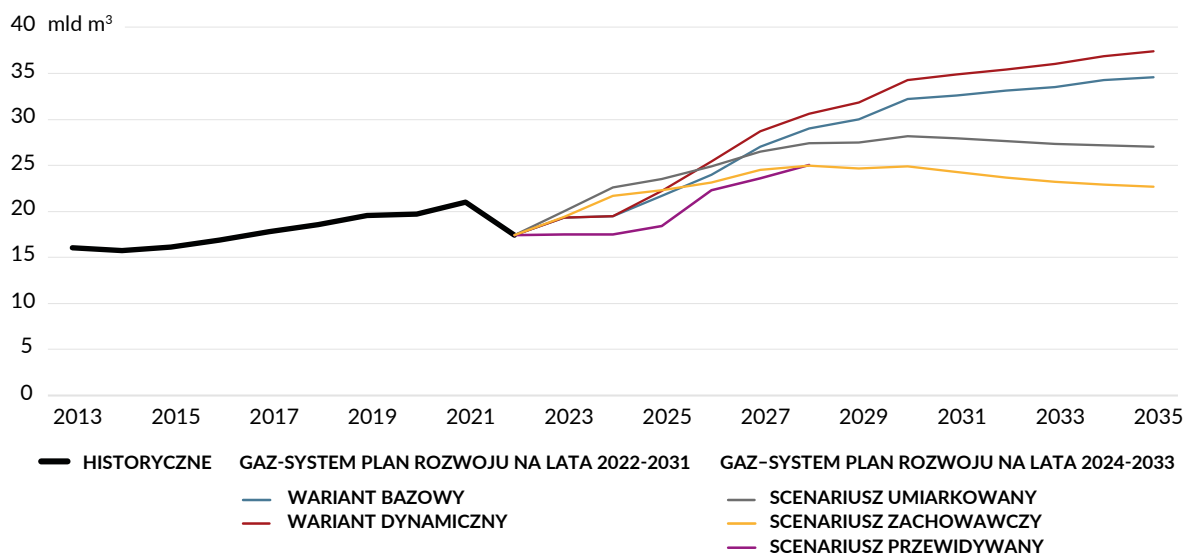
12 Kryzys energetyczny i bardzo wysokie ceny gazu w 2022 r. spowodowały spadek zapotrzebowania na ten surowiec w całej gospodarce aż o 17,3% (3,7 mld m<sup>3</sup>) w porównaniu do 2021 r. – największy (aż o 31%) objął odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej, tj. duży przemysł i energetykę. W przemyśle mieliśmy do czynienia *de facto* z gwałtownym spadkiem – w niektórych tygodniach aż o 67%. W elektroenergetyce z kolei generacja energii elektrycznej w elektrociepłowniach gazowych spadła o 25% rok do roku.

W przypadku odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej redukcje były mniejsze i w 2022 r. wyniosły średnio 13%. W chłodniejszych miesiącach zużycie gazu wróciło do poziomów obserwowanych we wcześniejszych latach. Oszczędność zużycia gazu nie była więc wynikiem systemowych działań, ale jedynie impulsu cenowego<sup>19</sup>.

Kryzys na rynku gazu i wysokie prawdopodobieństwo jego trwania w okresie 2023–2025 spowodowały weryfikację prognoz zużycia na najbliższe lata. Jak pokazuje Gaz-System, do połowy tej dekady możemy się spodziewać konsumpcji wyraźnie mniejszej od obserwowanej w roku 2021 (tj. na poziomie z roku 2022) oraz niższej niż wskazywały na to wcześniejsze scenariusze.

19 Polska sprzeciwiła się przyjęciu unijnego rozporządzenia w sprawie skoordynowanych środków zmniejszających zapotrzebowanie na gaz „z uwagi na poważne zastrzeżenia wobec treści projektu, w tym w szczególności wadliwą podstawę prawnotraktatową”. Council of the European Union, Communication on the Written Procedure, CM 4101/22, Brussels, 5 August 2022, <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/CM-4101-2022-INIT/x/pdf>. Następnie zaskarżyła ten akt prawny do unijnego Trybunału Sprawiedliwości.

Wykres 8. Porównanie prognoz zapotrzebowania według planu rozwoju operatora Gaz-System (mld m<sup>3</sup>)\*



\*Gaz ziemny wysokometanowy oraz gaz ziemny zaazotowany w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy.

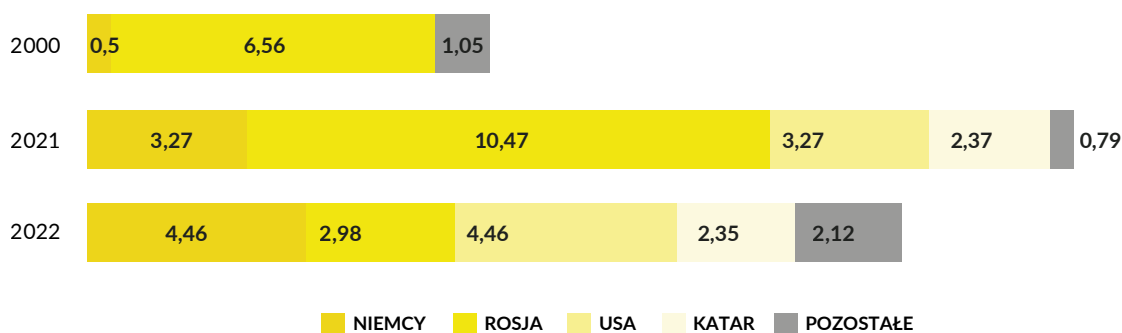
Źródło: Por. Gaz-System, Krajowy dziesięcioletni plan rozwoju systemu przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2022–2031. Część A. Wyciąg, Warszawa, październik 2021 r., <https://www.gaz-system.pl/dam/jcr:8dfb8bfc-c33d-4107-95a4-16efc89f0ab9/krajowy-plan-rozwoju-gaz-system-2022-2031.pdf>; Gaz-System, Krajowy dziesięcioletni plan rozwoju systemu przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2024–2033, Część A, wyciąg do konsultacji, Warszawa, luty 2023 r., <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/konsultacje-z-rynkiem/aktualne-konsultacje.html>.

Mimo weryfikacji w dół prognoz zapotrzebowania na gaz operator ten oczekuje, że w dłuższym terminie będzie ono w Polsce wzrastać, głównie za sprawą odchodzenia od wysokoemisyjnych paliw w ogrzewnictwie indywidualnym oraz energetyce. Tempo i zakres tego wzrostu oraz możliwe sposoby jego ograniczenia są przedmiotem niniejszego raportu.

### 3.2. Zaopatrzenie w gaz ziemny

Zapotrzebowanie na gaz ziemny Polska pokrywa przede wszystkim importem. Na początku 21. wieku sprowadzaliśmy gaz głównie z Rosji (81%), a także Uzbekistanu (13%) i Niemiec (6%). Wolumen gazu z Rosji w latach 2000–2021 wzrósł o blisko 60% (z 6,6 mld m<sup>3</sup> do 10,5 mld m<sup>3</sup>), ale dzięki postępowi w dywersyfikacji kierunków importu tego surowca udział Rosji w całym imporcie spadł i w 2021 r. – ostatnim roku przed całkowitym zaprzestaniem dostaw – wyniósł 55%.

Wykres 9. Kierunki importu gazu ziemnego do Polski (mld m<sup>3</sup>)

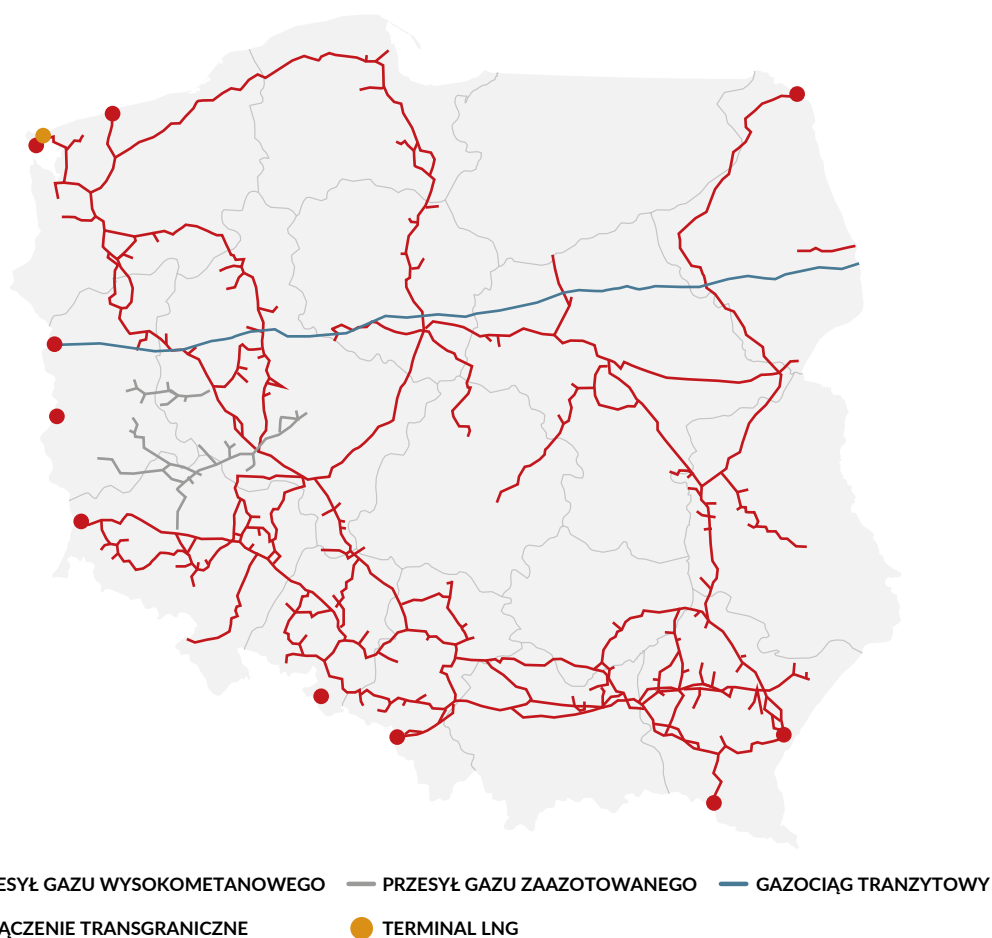


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu oraz Ministerstwa Klimatu i Środowiska.



Do kluczowych projektów dywersyfikacyjnych ostatnich lat zaliczyć należy budowę, a następnie rozbudowę zdolności regazyfikacyjnych terminalu LNG w Świnoujściu, budowę gazociągu Baltic Pipe czy połączeń międzysystemowych z Litwą i Słowacją. Nowe interkonektory zostały uruchomione w 2022 r. Rozpoczęto również prace nad budową drugiego pływającego terminalu LNG w Zatoce Gdańskiej, FSRU (*Floating Storage Regasification Unit*), który może być przystosowany do prowadzenia regazyfikacji w wysokości około 6,1 mld m<sup>3</sup> paliwa gazowego rocznie. Inwestycja ma być zrealizowana w latach 2027 lub 2028. Jednocześnie trwają analizy dotyczące opłacalności powstania drugiej takiej jednostki<sup>20</sup>.

Rysunek 1. Polski system gazowy



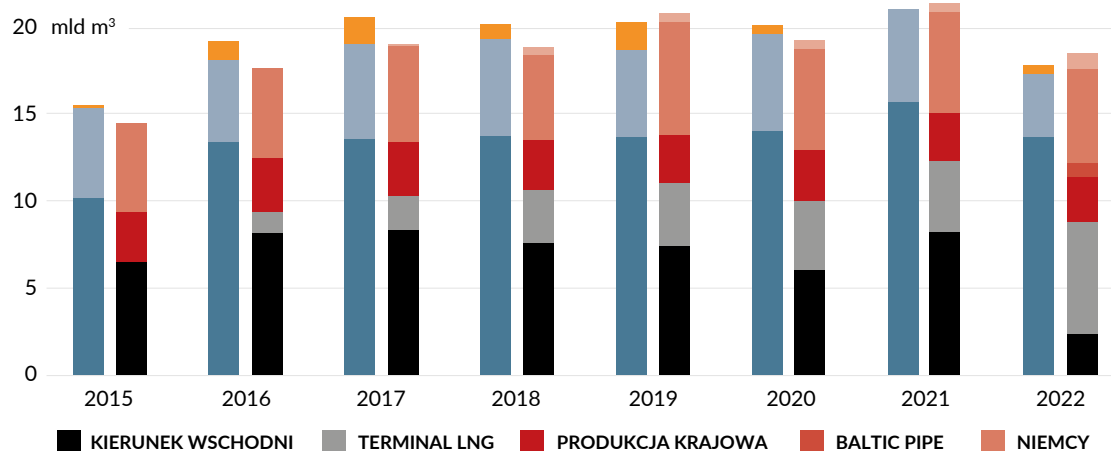
Źródło: Gaz-System, *Krajowy dziesięcioletni plan rozwoju systemu przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2024–2033, Część A, wyciąg do konsultacji*, Warszawa, luty 2023 r., <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/konsultacje-z-rynkiem/aktualne-konsultacje.html>.

Dzięki wieloletniej dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego Polska była przygotowana na jednostronną i naruszającą umowy decyzję Rosji z 27 kwietnia 2022 r. o wstrzymaniu dostaw gazu.

W 2022 r. import gazu ziemnego (zarówno rurociągami, jak i LNG) wyniósł 15,4 mld m<sup>3</sup>, czyli o 3,1 mld m<sup>3</sup> (-17% rok do roku) mniej niż w roku poprzednim. Import gazu z kierunku wschodniego zmniejszył się rok do roku o 72%. W niniejszej analizie zakładamy brak dostaw ze wschodu w przyszłości.

20 WNP, *Gaz-System analizuje opłacalność dwóch pływających terminali gazowych FSRU*, <https://www.wnp.pl/gazownictwo/gaz-system-analizuje-oplacalnosc-dwoch-plywajacych-terminali-gazowych-fsru.689061.html>.

Wykres 10. Bilans polskiego rynku gazu ziemnego w latach 2015–2022



Uwaga: lewe słupki – popyt, prawe – podaż.

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENTSOG.

Produkcja krajowa gazu od lat utrzymuje się na stabilnym poziomie, zapewniając około 20% zapotrzebowania. W 2021 r. wydobycie gazu w kraju wyniosło 4,3 mld m<sup>3</sup> w przeliczeniu na gaz wysokometanowy<sup>21</sup>. Złoża te są jednak relatywnie niewielkie – według szacunków Państwowego Instytutu Geologicznego możliwe do wydobycia (łącznie bilansowe i pozabilansowe) wynoszą 1 597 TWh (około 159 mld m<sup>3</sup>). W 2021 r. krajowe wydobycie gazu ziemnego stanowiło 43 TWh (około 4,3 mld m<sup>3</sup>), tj. około 19% jego zużycia, w tym:

- gazu ziemnego wysokometanowego – 16,5 TWh (około 1,6 mld m<sup>3</sup>),
- gazu ziemnego zaazotowanego – 26,5 TWh (około 2,6 mld m<sup>3</sup> ekwiwalentu gazu ziemnego wysokometanowego).

15

### 3.3. Architektura rynku gazu ziemnego

Polski rynek gazu ziemnego jest silnie skoncentrowany i charakteryzuje się bardzo niskim poziomem konkurencji na rynkach hurtowym i detalicznym, na których dominuje przedsiębiorstwo energetyczne PGNiG (Grupa Orlen). Odpowiada ono za blisko 80% pozyskania gazu, 90% sprzedaży odbiorcom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej (a to większość konsumentów) oraz jego dystrybucję.

Przepisy stanowią, że na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej działa jeden operator systemu przesyłowego gazowego, który jest spółką akcyjną należącą do Skarbu Państwa. Gaz-System zarządza siecią przesyłową oraz zapewnia ciągłość i niezawodność przesyłu gazu.

W 2021 r. całkowita sprzedaż paliwa gazowego wysokometanowego i zaazotowanego do odbiorców końcowych wyniosła 206,6 TWh (około 20,6 mld m<sup>3</sup>), z czego najwięcej, bo aż 61%, trafiło do odbiorców przemysłowych, a 28,7% do gospodarstw domowych. Rynek detaliczny gazu ziemnego (wysokometanowego i zaazotowanego) charakteryzuje silna koncentracja. Udział podmiotów z Grupy Kapitałowej PGNiG w sprzedaży gazu odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci dystrybucyjnych wyniósł 88,7% i wzrósł w stosunku do roku 2021 o nieco ponad 3 punkty procentowe. Do 19,25% wzrósł także ich udział w rynku detalicznym gazu skroplonego (LNG)<sup>22</sup>.

Dla większości odbiorców regulacja cen gazu ziemnego zakończyła się w 2017 r., ale regulacja cen detalicznych gazu dla gospodarstw domowych została przedłużona do 2027 r.

21 M. Dusiło, Forum Energii, *Transformacja energetyczna w Polsce. Edycja 2023*, kwiecień 2023 r., <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/transformacja-2023>.

22 URE, *Charakterystyka rynku paliw gazowych*, czerwiec 2022 r., <https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/charakterystyka-rynku/10373,2021.html>.

### 3.4. Regulacje unijne

Przepisy UE w zakresie rynku gazu tworzą prawne, rynkowe oraz infrastrukturalne uwarunkowania funkcjonowania rynków krajowych. Początki polityki UE w tym obszarze związane były z budowaniem rynków gazu w państwach członkowskich. Wraz z przyjmowaniem kolejnych pakietów energetycznych (od połowy lat dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku) regulacje te wprowadzały ułatwienia dla handlu transgranicznego, a jednocześnie coraz większe wymogi konkurencji oraz liberalizacji, a także ujednolicały organizację rynków czy ustanawiały konieczność deregulacji taryf.

Z uwagi na wysoki import gazu spoza UE powstały dość dobrze rozwinięte powiązania transgraniczne między państwami członkowskimi, choć nie stworzyły one jednolitej sieci gazowej. Systemy krajowe, zwłaszcza w Europie Środkowej i Wschodniej, nie były wystarczająco połączone, a w wielu przypadkach umożliwiały jedynie jednokierunkowy przepływ gazu (ze wschodu). Potrzebne były więc dalsze inwestycje, a wspierały je unijna polityka sieci transeuropejskich i fundusze, takie jak np. *Connecting Europe Facility*. Status projektu wspólnego zainteresowania (*Project of Common Interest, PCI*) miał m.in. gazociąg bałtycki Baltic Pipe, a obecnie ma go pływający terminal LNG planowany w Gdańsku<sup>23</sup>.

Inwestycje w gaz są finansowane ze środków unijnych (choćby w ramach transeuropejskich sieci energetycznych), choć w obecnych wieloletnich ramach finansowych znacznie je ograniczono. Fundusze z nowego flagowego instrumentu UE, Funduszu Sprawiedliwej Transformacji, nie mogą być przeznaczane na inwestycje w paliwa kopalne, w tym gaz ziemny. Budżet UE na lata 2021–2027 w dużej części dotyczy transformacji energetycznej – 30% środków przeznaczono na ochronę klimatu. Z kolei zasady taksonomii<sup>24</sup> – systemu klasyfikacji działań prośrodowiskowych, które obejmują również budżet UE, będą zniechęcać do angażowania się w projekty emitujące powyżej 270 g CO<sub>2</sub>/kWh, silnie za to preferując OZE i znacznie ograniczając inwestycje gazowe<sup>25</sup>.

16

Unijne przepisy dotyczące bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego powstawały powoli, przez wiele lat bowiem były domeną państw członkowskich. Kryzysy w dostawach gazu w latach 2006 i 2009 oraz presja nowych wówczas członków UE przyspieszyły jednak ich tworzenie. Aktualne zasady w tym zakresie wyznacza rozporządzenie (UE) 2017/1938 w sprawie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego z roku 2017<sup>26</sup>. Wprowadziło ono m.in. obowiązek opracowania planów na wypadek zagrożenia bezpieczeństwa dostaw, a co najważniejsze, wymogło dostosowanie do regulacji unijnych zasad funkcjonowania gazociągów z państw trzecich (głównie Nord Stream 2).

Globalny kryzys na rynku gazu, wywołany przez inwazję rosyjską na Ukrainę, postawił w centrum uwagi interwencje ukierunkowane na ustabilizowanie tego rynku oraz zapewnienie bezpieczeństwa dostaw. W lipcu 2021 r. wprowadzono obowiązek zapewnienia magazynów gazu (do 80% przed ubiegłą zimą i 90% przed kolejnymi sezonami grzewczymi).

Chociaż ograniczenie zużycia gazu w przemyśle uznano w pakiecie *Fit for 55* za jeden z priorytetów na następną dekadę, to zostało ono wprowadzone dopiero w kryzysowym roku 2022. W sierpniu Rada UE przyjęła przepisy o dobrowolnym ograniczeniu przez wszystkie kraje członkowskie popytu na gaz ziemny o 15% (w porównaniu ze średnim zużyciem z ostatnich pięciu lat) w okresie od 1 sierpnia 2022 r. do 31 marca 2023 r. To miało przynieść oszczędności w wysokości 45 mld m<sup>3</sup> gazu<sup>27</sup>. Ostatecznie zużycie gazu zmniejszono o 17,7%, choć nie we wszystkich krajach udało się to osiągnąć – np. w Polsce o 12,5%<sup>28</sup>. Kraje członkowskie UE postanowiły przedłużyć to dobrowolne zobowiązanie na kolejny rok (do końca marca 2024 r.)

23 Taki status miał również projekt Nord Stream.

24 Więcej w: S. Buchholtz, P. Wróbel, *Gotowi na 55%. Przewodnik po finansowaniu transformacji energetycznej do 2021 r.*, Forum Energii, 2021, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/finansowanie-transformacji>.

25 *Ibidem*.

26 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010, Dz. Urz. UE L 280, 28.10.2017. Był to trzeci z kolei unijny akt prawny (po dyrektywie nr 2004/67/WE i rozporządzeniu nr 994/2010) regulujący sprawy bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego.

27 Komisja Europejska, *Oszczędzanie gazu na bezpieczną zimę*, Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Bruksela, 20.7.2022 r., COM(2022) 360 final.

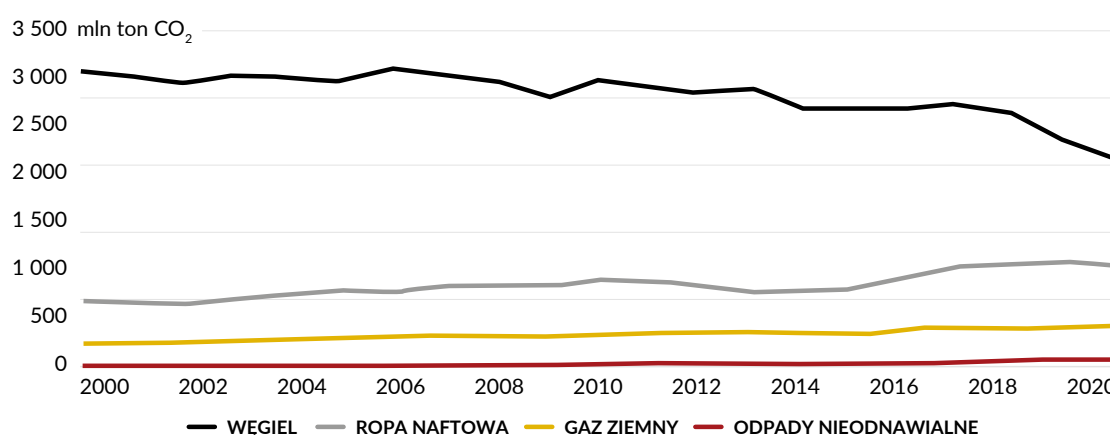
28 Eurostat, *EU gas consumption decreased by 17.7%*, <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/DDN-20230419-1>.

Z kolei w grudniu 2021 r. przyjęto przepisy ułatwiające wspólne, dobrowolne zakupy gazu przez kraje unijne. Agregowanie zapotrzebowania na gaz nierosyjski ma poprawić pozycję negocjacyjną kupujących i ułatwić zawieranie kontraktów w warunkach niestabilnych cen i dużego ryzyka rynkowego<sup>29</sup>.

### 3.5. Obecne emisje gazów cieplarnianych związane z wykorzystaniem gazu

Gaz ziemny odpowiada w Polsce za 12% emisji CO<sub>2</sub> pochodzących z energii<sup>30</sup>. W latach 2010–2020 wzrosły one z 26 do 33 Mt CO<sub>2</sub>, tj. o 27%. W 2022 r., w związku z jego mniejszym zużyciem, ukształtowały się na szacunkowym poziomie 27 Mt CO<sub>2</sub>.

Wykres 11. Emisje CO<sub>2</sub> według paliw



17

Źródło: Międzynarodowa Agencja Energii, *Polska 2022. Przegląd Polityki Energetycznej*, [https://iea.blob.core.windows.net/assets/c32bc33d-af02-4a71-b915-3ba5453ef6c3/Poland2022\\_Fullreport\\_Polish.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/c32bc33d-af02-4a71-b915-3ba5453ef6c3/Poland2022_Fullreport_Polish.pdf).

<sup>29</sup> Por. IEA, *Gas Market Report, Q1-2023*, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c6ca64dc-240d-4a7c-b327-e1799201b98f/GasMarketReportQ12023.pdf>.

<sup>30</sup> Głównie pochodzą one z węgla (58% w 2020 r.) oraz ropy naftowej (28%). Z kolei instalacje gazu ziemnego i ropy naftowej łącznie odpowiadają za około 5,5% emisji metanu w Polsce. Międzynarodowa Agencja Energii, *Polska 2022. Przegląd Polityki Energetycznej*, [https://iea.blob.core.windows.net/assets/c32bc33d-af02-4a71-b915-3ba5453ef6c3/Poland2022\\_Fullreport\\_Polish.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/c32bc33d-af02-4a71-b915-3ba5453ef6c3/Poland2022_Fullreport_Polish.pdf).

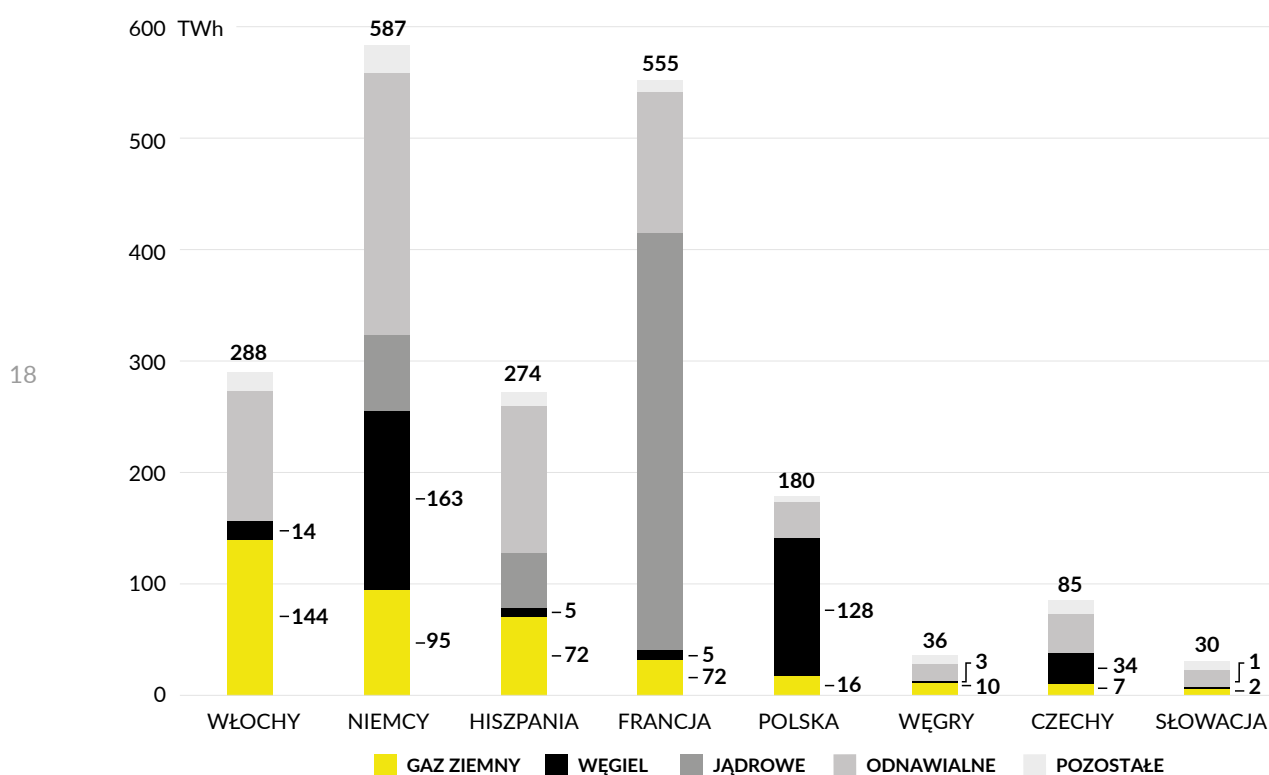
## 4. Co możemy zrobić? Techniczne i ekonomiczne alternatywy dla gazu w różnych obszarach gospodarki

### 4.1. Elektroenergetyka

#### 4.1.1. Obecna rola gazu ziemnego i plany budowy nowych mocy gazowych

Na tle UE Polskę charakteryzuje zarówno bardzo wysoki udział węgla w strukturze produkcji energii elektrycznej, jak i relatywnie niewielki udział gazu ziemnego.

Wykres 12. Znaczenie gazu ziemnego i innych źródeł w produkcji energii elektrycznej w Polsce oraz wybranych krajów UE (TWh, 2021)

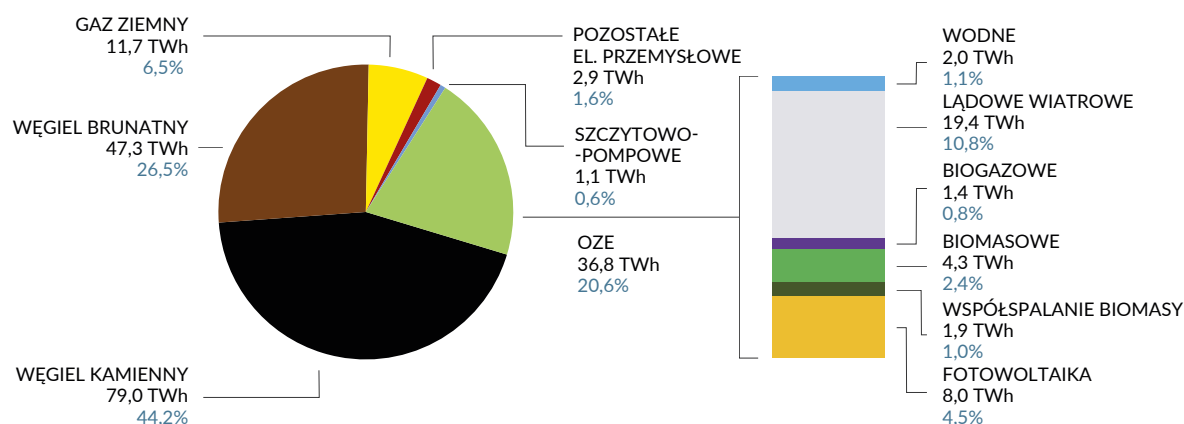


Źródło: Opracowanie własne na podstawie Eurostatu, [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG\\_BAL\\_PEH\\_\\_custom\\_4142170/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_BAL_PEH__custom_4142170/default/table?lang=en).

Dotychczas gaz ziemny nie odgrywał w krajowym miksie wytwórczym dużej roli. W 2022 r. z gazu pochodziło tylko 6,5% energii elektrycznej. Na fali kryzysu energetycznego i dużych wzrostów cen gazu w Polsce generacja energii elektrycznej z tego paliwa (rok do roku) spadła aż o jedną czwartą<sup>31</sup>.

31 M. Dusito, Forum Energii, *Transformacja energetyczna w Polsce*. Edycja 2023, kwiecień 2023 r., <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/transformacja-2023>.

Wykres 13. Struktura wytwarzania energii elektrycznej w 2022 r. w Polsce według paliw

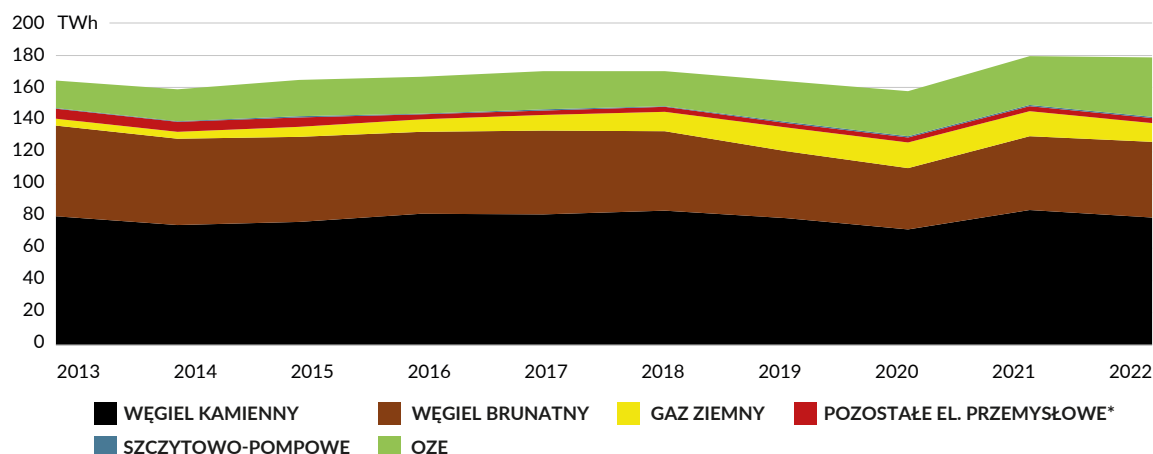


Źródło: M. Dusiło, *Transformacja energetyczna w Polsce...*, op. cit.

Polska energetyka jest zdominowana przez węgiel kamienny i węgiel brunatny. W 2022 r. te dwa paliwa odpowiadały za 44% i 26% generacji energii elektrycznej. Dywersyfikacja źródeł wytwarzania postępowała powoli. Na przestrzeni 10 lat generacja energii elektrycznej wzrosła o 8,7% (ze 164,4 TWh w 2013 r. do 178,8 TWh w 2022 r.), w tym czasie produkcja z węgla kamiennego spadła o 1%, a z węgla brunatnego o 16%. Generacja z OZE wprawdzie zwiększyła się aż o 117% (z 17 TWh do 36,8 TWh), ale był to efekt niskiego poziomu bazowego. W 2022 r. udział produkcji energii z OZE po raz pierwszy przekroczył w Polsce 20%<sup>32</sup>.

19

Wykres 14. Zmiany produkcji energii elektrycznej w ostatniej dekadzie



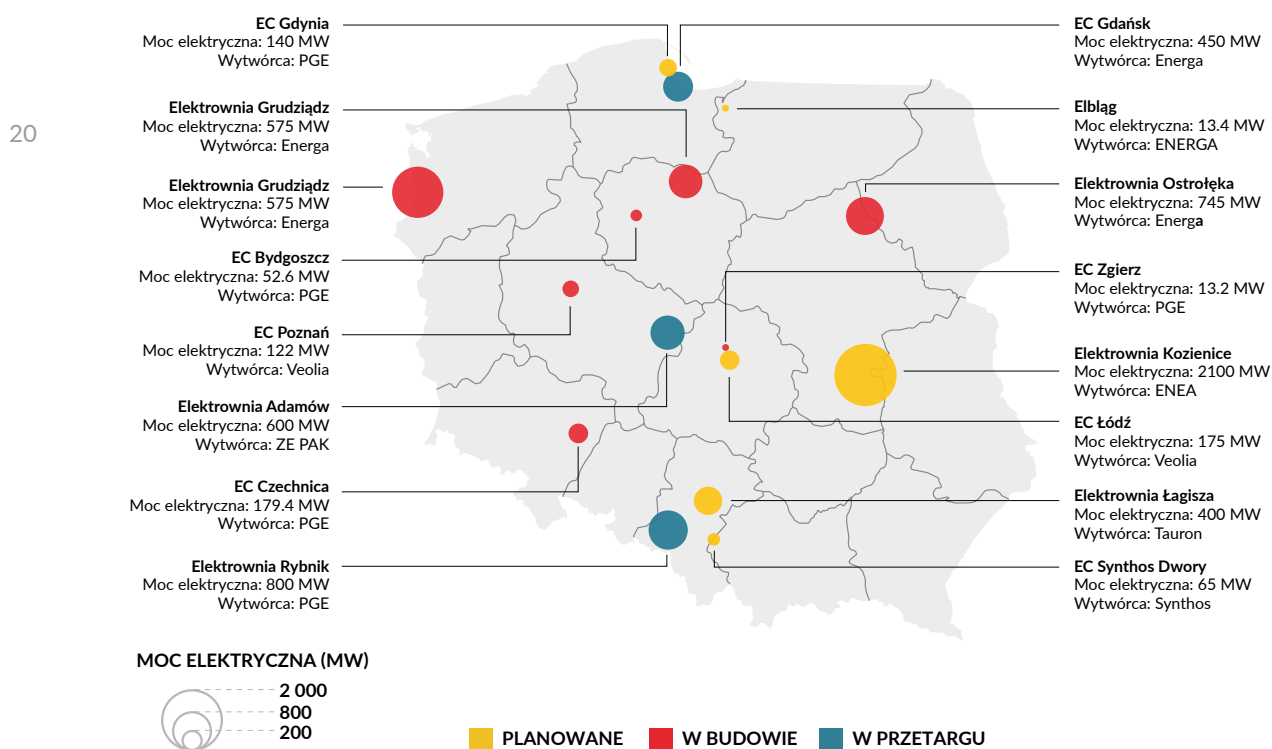
Źródło: M. Dusiło, *Transformacja energetyczna w Polsce...*, op. cit.

Duży udział paliw węglowych, przy jednoczesnym powolnym rozwoju OZE, skutkuje tym, że Polska ma wysokoemisyjną, niezdywersyfikowaną strukturę wytwórczą energii elektrycznej. Jednostkowa emisja CO<sub>2</sub> sektora elektroenergetyki wyniosła w 2021 r. 750 kg CO<sub>2</sub>/MWh, plasując nas na przedostatnim miejscu w Unii Europejskiej. Na przestrzeni dekady najbardziej zwiększyła się produkcja energii elektrycznej z gazu ziemnego – o 169%. W 2022 r. źródła gazowe odpowiadały jednak za 6,5% generacji i był to udział niższy o 4 TWh w porównaniu do 2021 r. (wówczas 8,5%).

Z uwagi na krajowe uwarunkowania sektora energetycznego gaz uchodził za odpowiedni sposób na utrzymanie mocy dyspozycyjnych, zwiększenie elastyczności systemu w warunkach coraz bardziej dynamicznego rozwoju OZE i konieczności zmniejszania emisyjności elektroenergetyki. Zgodnie z *Polityką energetyczną Polski do 2040 r.* miał być paliwem pomostowym „znacząco przyczyniającym się do osiągnięcia celów polityki klimatycznej, jak również pozytywnie przeciwdziałając zanieczyszczeniu powietrza poprzez redukcję zjawiska tzw. niskiej emisji”<sup>33</sup>. Przewidywano wzrost jego roli we wszystkich sektorach, zaczynając od energetyki i ciepłownictwa, poprzez sektor komunalno-bytowy aż po transport. Rok 2022 zmienił jednak percepcję gazu jako paliwa przejściowego i utrudnił wyznaczenie ścieżki transformacji na kolejne lata. Już w marcu 2022 r. w *Założeniach do aktualizacji Polityki energetycznej Polski do 2040 r.* Ministerstwo Klimatu i Środowiska zapowiedziało zarówno zmianę roli gazu w przyszłym miksie wytwarzania energii elektrycznej – poprzez ograniczenie roli jednostek gazowych produkujących w podstawie – jak i przegląd już zaplanowanych inwestycji. Zamiast zaktualizowanej lub nowej polityki energetycznej<sup>34</sup> rząd zamierza przyjąć kolejny, już trzeci scenariusz rozwoju miksów wytórczych.

Jednocześnie nie doszło do zapowiadanej oceny realizowanych inwestycji gazowych. A tych będzie sporo, co pokazują wyniki aukcji rynku mocy. Z już zakontraktowanych umów wynika, że w latach 2024–2027 pojawi się 4,5 GW nowej mocy gazowych<sup>35</sup>, a za cztery lata, uwzględniając istniejące moce w tej technologii (3,8 GW), będzie to blisko 9 GW. Planowane są też kolejne inwestycje gazowe. **Jeśli powstaną, w następnych latach moc jednostek gazowych w Polsce zbliży się do 12 GW.**

Rysunek 2. Nowe jednostki gazowe w Polsce



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE, Instrat oraz materiałów prasowych wytwórców. Moc elektryczna dla jednostek Synthos Dwory i EC Gdynia – zgłoszona w ramach rynku mocy. Dla Elbląga - moc osiągalna. Pozostałe jednostki – moc zainstalowana.

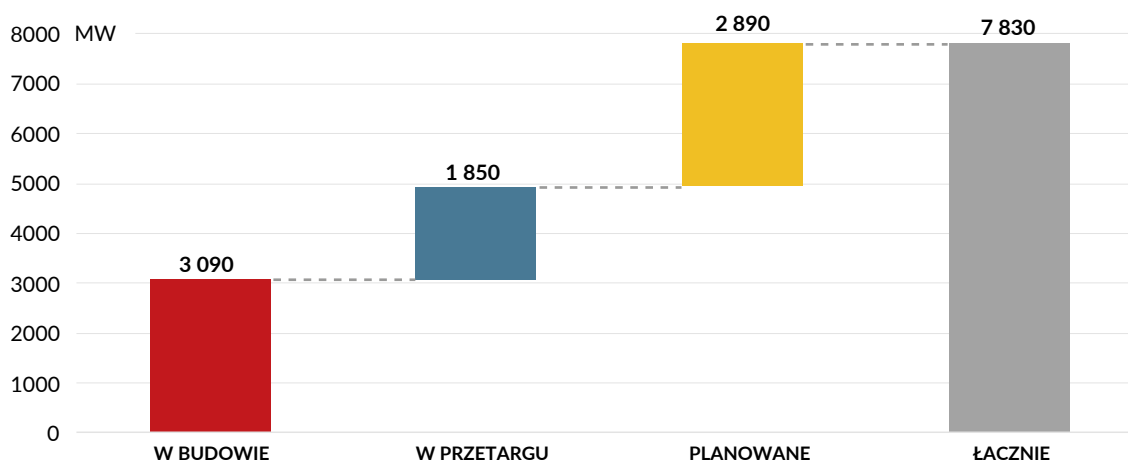
33 Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Polityka Energetyczna Polski do 2040*, luty 2021 r., <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski-do-2040-r-przyjeta-przez-rade-ministrow>.

34 Znowelizowana w 2021 r. Ustawa – Prawo energetyczne nałożyła na ministra właściwego ds. energii obowiązek przedstawienia nowej polityki energetycznej Polski w terminie do 30 czerwca 2023 r.

35 Uwaga: moc jednostek objętych rynkiem mocy nie jest tożsama z mocą zainstalowaną.



Wykres 15. Nowe moce gazowe w Polsce



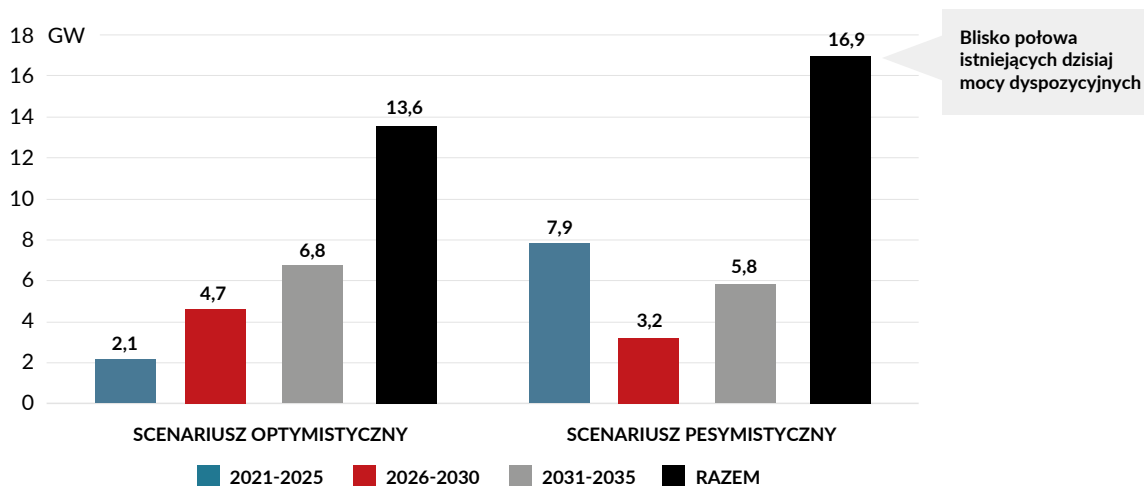
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE, Instrat oraz materiałów prasowych wytwórców.

Wyniki aukcji rynku mocy w zderzeniu z nową strategią energetyczną Polski są odzwierciedleniem dylematu, przed którym stoimy – żywotność wielu bloków węglowych się kończy, ich ekonomiczne perspektywy są słabe, a regulacje unijne wykluczają dalsze wspieranie mocy wysokoemisyjnych. Co więcej, na wyczerpaniu są złoża węgla brunatnego. Kwestia wystarczalności generacji, i to takiej, która pozwoli na dekarbonizację, staje się kluczowym problemem.

Według prognoz Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz Polskich Sieci Elektroenergetycznych do 2035 r. blisko połowa istniejących dzisiaj mocy dyspozycyjnych może zostać wycofana (scenariusz pesymistyczny<sup>36</sup>). Urząd Regulacji Energetyki z kolei informuje, że do 2034 r. wytwórcy planują wycofać z eksploatacji jednostki o łącznej mocy 18,8 GW<sup>37</sup>.

21

Wykres 16. Scenariusze wycofania mocy do 2035 r.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Ministerstwa Klimatu i Środowiska, *Sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, 2021*.

<sup>36</sup> Scenariusz optymistyczny wynika z planowanej żywotności jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych, a pesymistyczny – z deklaracji ich wcześniejszych odstawień. Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, 2021*. Z kolei *Plan rozwoju PSE z 2022 r.* wskazuje, że do 2035 r. niezbędna będzie dodatkowa moc dyspozycyjna na poziomie 13,5 GW, odnosząc się tym samym do scenariusza optymistycznego. Por. PSE, *Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023–2032*, listopad 2022 r., <https://www.pse.pl/documents/20182/291785a3-7832-4cb6-a5ae-971d29024b82>.

<sup>37</sup> URE, *Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2020–2034, 2022*, <https://www.ure.gov.pl/download/9/12032/Raport-Planyinwestycyjne2020-2034.pdf>.

Zdając sobie sprawę z faktu, że Polska jeszcze na dobre nie weszła na ścieżkę odchodzenia od węgla, a już trzeba zaplanować pożegnanie z gazem ziemnym, uważamy, że konieczne jest zarządzanie procesem zmian w elektroenergetyce. Pozostawienie aktualnych mechanizmów i rozwiązań oraz brak regulacji dotyczących technologii, które mogą zmniejszyć przyszłą rolę gazu, spowodują, że Polska albo nie podejmie wysiłku transformacji, albo wpadnie w pułapkę gazową, ponieważ presja na nowe moce zaczyna rosnąć.

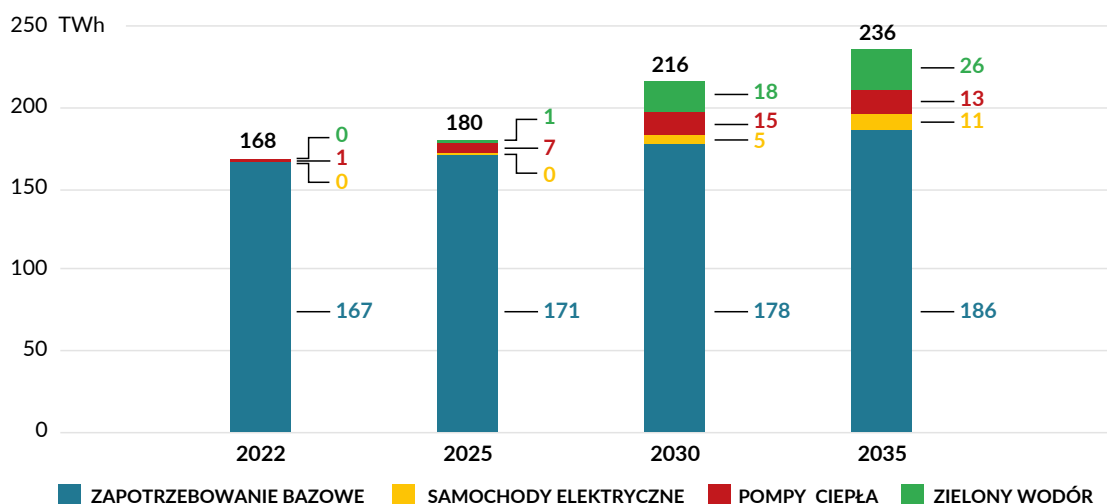
#### 4.1.2. Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną

Polska jest w szczególnie wymagającej sytuacji – z jednej strony konieczne jest wypełnienie luki mocy wytwórczych, z drugiej rośnie presja na dekarbonizację różnych sektorów gospodarki czy walkę ze smogiem. To elektryfikacja wyznacza kierunek nieuchronnych zmian w wielu obszarach funkcjonowania gospodarek, w tym gospodarki polskiej. W ciepłownictwie, transporcie, a także przemyśle rola energii elektrycznej będzie rosła, wymuszając ściślejszą współpracę sektorów (*sector coupling*<sup>38</sup>). To właśnie energia elektryczna będzie podstawowym źródłem energii w 2050 r. w neutralnej klimatycznie gospodarce.

We wcześniejszych analizach Forum Energii przewidywaliśmy, że zapotrzebowanie na energię elektryczną w Polsce może sięgnąć 300 TWh w roku 2050<sup>39</sup>. Ta wartość będzie wyższa, jeśli poza elektryfikacją ciepłownictwa i transportu uwzględnimy także przestawianie przemysłu na korzystanie z energii elektrycznej, w tym konieczność produkcji zielonego wodoru. Ten wzrost zapotrzebowania będzie wynikiem elektryfikacji ogrzewnictwa, transportu osobowego oraz dekarbonizacji przemysłu poprzez zastępowanie szarego wodoru zielonym wodorem. Mając na uwadze fakt, że elektroenergetyka musi się przygotować na realizację celów *Fit for 55*, odnosimy konieczne zmiany w tym sektorze do zapotrzebowania zgłaszanego przez te nowe obszary. Szacujemy, że elektryfikacja ogrzewnictwa spowoduje wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną o 13 TWh w 2035 r., transportu o 11 TWh, a produkcja wodoru odnawialnego o 26 TWh<sup>40</sup>.

22

Wykres 17. Szacowany wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce z uwzględnieniem nowych sektorów



Źródło: Aurora Energy Research.

38 Por. Forum Energii, *Polska neutralna klimatycznie 2050. Elektryfikacja i integracja sektorów*, 2020, <https://www.forum-energii.eu/public/upload/articles/files/analiza%20-%20Polska%202050%20neutralna%20klimatycznie.pdf>.

39 W roku 2050 r. zapotrzebowanie bazowe (bez elektryfikacji nowych sektorów) wyniesie około 226,9 TWh. Zapotrzebowanie transportu i ciepłownictwa powoduje dodatkowy wzrost zużycia energii od 12 do nawet 69 TWh (zależności od scenariusza). Analiza nie uwzględniała elektryfikacji przemysłu, w tym produkcji zielonego wodoru. Forum Energii, *Polska neutralna...*, op. cit.

40 Według wstępnych analiz PSE S.A. wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną może osiągnąć w Polsce w 2050 r. poziom 300-500 TWh netto. Tak duży rozrzut prognoz wynika z możliwych różnych ścieżek prowadzących do integracji sektorów. Na przykład istotne znaczenie będzie miał wolumen produkcji zielonego wodoru. Zob. PSE, *Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032*, 2022; [https://www.pse.pl/documents/20182/21595261/Dokument\\_glowny\\_PRSP\\_2023-2032.pdf/291785a3-7832-4cb6-a5ae-971d29024b82?safeargs=646f776e6c6f61643d74727565](https://www.pse.pl/documents/20182/21595261/Dokument_glowny_PRSP_2023-2032.pdf/291785a3-7832-4cb6-a5ae-971d29024b82?safeargs=646f776e6c6f61643d74727565).

W tym raporcie przedstawiamy scenariusz zakładający wzrost zużycia energii elektrycznej w tych trzech sektorach w perspektywie 2035 r. zgodnie z celami pakietu *Fit for 55*. To spowoduje presję na rozbudowę krajowego systemu elektroenergetycznego i spotęguje już widoczne wyzwania zastąpienia wycofywanych mocy węglowych. Dlatego elektryfikacja sektorów musi być poprzedzona znaczącą poprawą efektywności energetycznej, do której również odnosimy się w dalszej części raportu.

#### 4.1.3. Modelowanie systemu i poszukiwanie możliwości ograniczenia zużycia gazu

Wyniki naszych analiz przeprowadzonych z Aurora Energy Research potwierdzają, że pozostawienie aktualnych mechanizmów i rozwiązań na rynku oraz brak regulacji dotyczących wykorzystania technologii, które mogą w przyszłości zmniejszyć rolę gazu, spowodują gazyfikację elektroenergetyki. W modelach optymalizacyjnych gaz będzie uzupełniał bilans energetyczny.

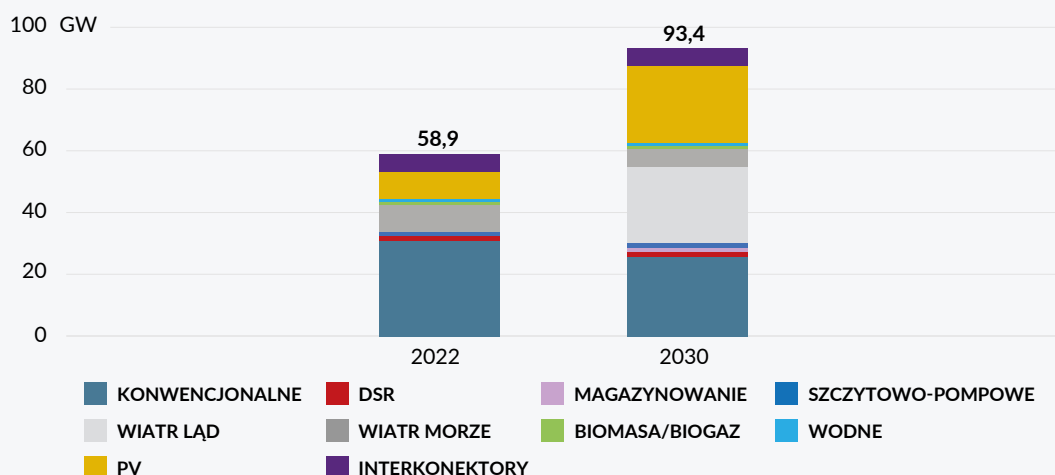
##### WYNIKI OPTIMALIZACJI EKONOMICZNEJ

Model miks elektroenergetycznego opracowany przez Aurora Energy Research zakłada, że w 2030 r. w polskim systemie elektroenergetycznym moc źródeł fotowoltaicznych wyniesie około 25 GW, lądowych elektrowni wiatrowych około 25 GW, morskich około 6 GW, a elektrowni konwencjonalnych około 26 GW. W obecnych uwarunkowaniach prawnych rozwój energetyki wiatrowej na lądzie nie nastąpi szybko, ale zmiany zasad lokalizacji farm wiatrowych i reforma systemu planowania przestrzennego nadal umożliwiają uwzględnienie takiej mocy farm lądowych w perspektywie 2030 r.

Przy takim miesie źródła odnawialne wyprodukują w 2030 r. 116 TWh i pokryją ponad połowę zapotrzebowania na energię elektryczną, przy założeniu, że będzie ono wyższe niż w porównywalnych modelach, w tym w scenariuszach PEP 2040.

W polskim kontekście kluczowe jest pytanie, jakie moce dyspozycyjne pojawią się w systemie do 2030 r., a następnie do 2035 r. W tym horyzoncie czasowym nie powstaną elektrownie jądrowe.

Wykres 18. Miks elektroenergetyczny Polski w roku 2022 i 2030



Źródło: Aurora Energy Research, prognoza z Q2 2022.

Poniżej sprawdzamy, jakie dodatkowe działania – ponad otrzymane wyniki optymalizacji ekonomicznej – mogą przynieść realne korzyści w ograniczeniu roli gazu.

## Wiatr i słońce

Aby zapewnić znaczącą redukcję emisji CO<sub>2</sub> – nie tylko w energetyce, ale i w szybko elektryfikujących się innych sektorach – większość potrzebnej energii elektrycznej w perspektywie długoterminowej będzie musiała pochodzić ze źródeł odnawialnych. Najszybszy i najtańszy jest rozwój energetyki odnawialnej poprzez pokonywanie barier sieciowych i integrację źródeł zmiennych z pracą źródeł konwencjonalnych. Obecnie w Polsce mamy 12 GW mocy fotowoltaicznych i 9 GW mocy w lądowych farmach wiatrowych. Wyniki przeprowadzonego modelowania pokazują, że można zwiększyć moc w fotowoltaice do blisko 25 GW w 2030 r. i ponad 38 GW w 2035 r. Z kolei lądowe elektrownie wiatrowe mogą osiągnąć moc około 25 GW w 2030 r. i prawie 30 GW pięć lat później. Już samo to jest wyzwaniem w sytuacji, w której w Polsce regulacyjne bariery rozwoju farm wiatrowych na lądzie nie zostały dostatecznie zmniejszone, a proces uzyskiwania warunków przyłączenia do sieci i innych pozwoleń związanych z inwestycjami w OZE jest długotrwały i trudny. Dotychczas do polskiej sieci elektroenergetycznej nie przyłączono około 30 GW nowej mocy, głównie OZE, w tym ponad 14 GW w samym tylko roku 2021<sup>41</sup>.

Niemniej w naszej analizie sprawdzamy, jak nieco szybszy rozwój OZE – ponad wyniki optymalizacji ekonomicznej – może się przełożyć na ograniczenie zużycia gazu ziemnego. **Wybudowanie dodatkowych 4 GW mocy fotowoltaicznych do 2030 r., generujące 4,4 TWh<sup>42</sup> energii elektrycznej, pozwoliłoby na zaoszczędzenie 880 mln m<sup>3</sup> gazu.**

## Przyspieszenie offshore'u

Morska energetyka wiatrowa jest technologią, która może zapewnić znaczący wolumen mocy wytwórczych przy dobrych parametrach związanych ze stabilnością produkcji energii elektrycznej<sup>43</sup>. Ma to duże znaczenie dla ograniczenia wykorzystania źródeł gazowych. Morskie elektrownie wiatrowe na Bałtyku mają być budowane w dwóch fazach<sup>44</sup>:

24

- Faza I – to projekty o łącznej mocy 5,9 GW, wspierane na podstawie decyzji Urzędu Regulacji Energetyki, z datą uruchomienia w drugiej połowie obecnej dekady.
- Faza II – to projekty o łącznej mocy 2,5 GW, które będą mogły skorzystać z aukcyjnych systemów wsparcia zaplanowanych na lata 2025 i 2027 r.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2021 r. PSE zawarły umowę o przyłączenie do sieci mocy 8,389 GW z morskich farm wiatrowych<sup>45</sup>. Ich rozwój może jednak zostać przyspieszony. Potencjalna bowiem moc zainstalowanych projektów I i II fazy wynosi 15,3 GW<sup>46</sup>. **Jeśli do 2030 r. powstałoby o 1,5 GW mocy więcej niż planowane 5,9 GW (czyli 7,4 GW), pozwoliłoby to zaoszczędzić 1,38 mld m<sup>3</sup> gazu.** Plan wdrożenia takich projektów jest bardzo ambitny i zasadny. To wymagałoby jednak przyspieszenia terminu aukcji w 2025 r., tak by te inwestycje mogły powstać do 2030 r. i w okresie największego zapotrzebowania na gaz ziemny w elektroenergetyce przyczyniły się do redukcji konsumpcji tego surowca.

Założyliśmy, że do 2035 r. może powstać łącznie ponad 16 GW mocy. Wydaje się to coraz bardziej realne, biorąc pod uwagę planowaną nowelizację ustawy o OZE, która przewiduje zwiększenie maksymalnej mocy zainstalowanej morskich farm wiatrowych w II fazie rozwoju z 5 do 12 GW<sup>47</sup>. Prawo do wsparcia operacyjnego otrzymają projekty

41 Client Earth, *Sieci – wąskie gardło polskiej transformacji energetycznej*, lipiec 2022 r.; <https://www.clientearth.pl/media/5wgbrffy/2022-07-19-raport-sieci-w%C4%85skie-gard%C5%82o-polskiej-transformacji-energetycznej.pdf>.

42 Przy założeniu *capacity factor* fotowoltaiki na poziomie 11%.

43 Współczynnik wykorzystania mocy dla obecnych obszarów przeznaczonych pod rozwój morskich farm wiatrowych kształtuje się w przedziale od 42,7% do 47,4%. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, *Potencjał morskiej energetyki wiatrowej w Polsce. Kompleksowa analiza możliwości rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w polskich obszarach morskich*, listopad 2022 r., [https://konferencja-offshore.pl/wp-content/uploads/2022/11/FarmyMorskie\\_RaportShort\\_Prev.pdf](https://konferencja-offshore.pl/wp-content/uploads/2022/11/FarmyMorskie_RaportShort_Prev.pdf).

44 *Ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych*, Dz. U. 2021, poz. 234, <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20210000234>.

45 PSE, *Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną*, listopad 2022 r., <https://www.pse.pl/documents/20182/291785a3-7832-4cb6-a5ae-971d29024b82>.

46 Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, *Potencjał morskiej...*, *op. cit.* Warto również zwrócić uwagę na fakt, że potencjał mocy zainstalowanej nowych obszarów, nieujętych w Planie Zagospodarowania Przestrzennego Polskich Obszarów Morskich, oszacowano na 17,7 GW.

47 *Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw*, <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12357005>.

o mocy 8 GW zamiast zakładanych w obu aukcjach (2025 i 2027) 5 GW. Co więcej, w latach 2029 i 2031 prezes URE ma ogłosić dwie aukcje, w których zostanie rozdzielone wsparcie dla kolejnych 4 GW. Jeśli Polska chce wykorzystać potencjał *offshore'u* na Morzu Bałtyckim, to musi utrzymać takie tempo rozwoju, a które w przyszłości może nawet jeszcze ulec przyspieszeniu.

## Biogaz i biometan

Wykorzystanie biogazu i biometanu pojawia się w polskich dokumentach strategicznych jako element zazieleniania rynku gazu. Ale na te technologie trzeba spojrzeć szerzej, również z punktu widzenia dywersyfikacji, bezpieczeństwa energetycznego i elementu transformacji całej gospodarki. Rozwój rynku biogazu i biometanu może być kluczowym sposobem na ograniczenie zużycia gazu ziemnego.

Biogaz może być wykorzystywany do produkcji ciepła i energii elektrycznej w lokalnych biogazowniach. Może również służyć do produkcji biometanu. Obecnie w Polsce jest ponad 300 biogazowni o łącznej zainstalowanej mocy 278,7 MWe<sup>48</sup>, w tym 146 instalacji rolniczych (o mocy 142 MWe)<sup>49</sup>. Nie ma natomiast biometanowni.

Budowa biogazowni jest dobrym krokiem w kierunku wykorzystania substratów rolniczych lub z oczyszczalni ścieków. Ten potencjał dostrzega również Ministerstwo Klimatu i Środowiska – w nowym scenariuszu polityki energetycznej szacuje, że już w 2030 r. zainstalowana moc biomasy i biogazu może wynieść 2,5 GW, a w 2035 r. 3,4 GW. Z naszych ocen wynika, że gdyby liczba biogazowni w Polsce szybko rosła, to w 2030 r. ich produkcja dałaby dodatkowe 10 TWh, a w 2035 r. 17 TWh energii elektrycznej. **Dzięki temu możliwe byłoby zaoszczędzenie nawet 2,3 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego, a w 2035 r. aż 3,2 mld m<sup>3</sup>.**

Kluczowym elementem polskiej transformacji powinien być biometan. Potencjał jego produkcji jest szacowany na 8 mld m<sup>3</sup> rocznie<sup>50</sup>, co odpowiada około 60% obecnego importu gazu. Biometan jest w zasadzie tożsamy z gazem ziemnym, dlatego może być załączany bezpośrednio do sieci gazowej i wykorzystywany we wszystkich sektorach, które używają błękitnego paliwa. Nie musi być importowany ani nie jest paliwem emisyjnym. Na razie jednak nie sięgamy po te możliwości – w Polsce nie powstała jeszcze żadna biometanownia<sup>51</sup>. Zgodnie z *Krajowym planem odbudowy* zapotrzebowanie na biometan w perspektywie 2030 r. wyniesie około 1 mld m<sup>3</sup> rocznie<sup>52</sup>. Uważamy, że w celu redukcji zużycia gazu to oczekiwanie należy zwiększyć.

W niniejszej analizie zakładamy, że w 2030 r. Polska mogłaby wykorzystać 20% potencjału produkcyjnego biometanu, tj. **1,6 mld m<sup>3</sup>**, a już w 2035 r. – **2,4 mld m<sup>3</sup>**, tj. 30% potencjału. Wówczas krajowa produkcja biometanu częściowo zastąpiłaby używany gaz ziemny. W tym raporcie uwzględniliśmy wykorzystanie biometanu w całej gospodarce (załączanego do sieci gazowej), nie przypisując go do żadnego sektora. Jego wpływ na obniżenie zapotrzebowania na gaz jest uwzględniony w części 5 raportu.

Wykorzystanie zielonych gazów zmniejsza zapotrzebowanie na gaz importowany, eliminując tym samym polityczne ryzyko związane z kierunkami jego dostaw. Pozwoli także na zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub>. Istotne jest również to, że zielone gazy stają się racjonalną alternatywą dla gazu ziemnego w obecnych warunkach ekonomicznych przy wysokich i zmiennych cenach gazu ziemnego.

48 Gram w Zielone, *Biogaz i biometan sposobem na niezależność energetyczną*, wrzesień 2022 r., <https://www.gramwzielone.pl/bioenergia/108880/biogaz-i-biometan-sposobem-na-niezalezność-energetyczna>.

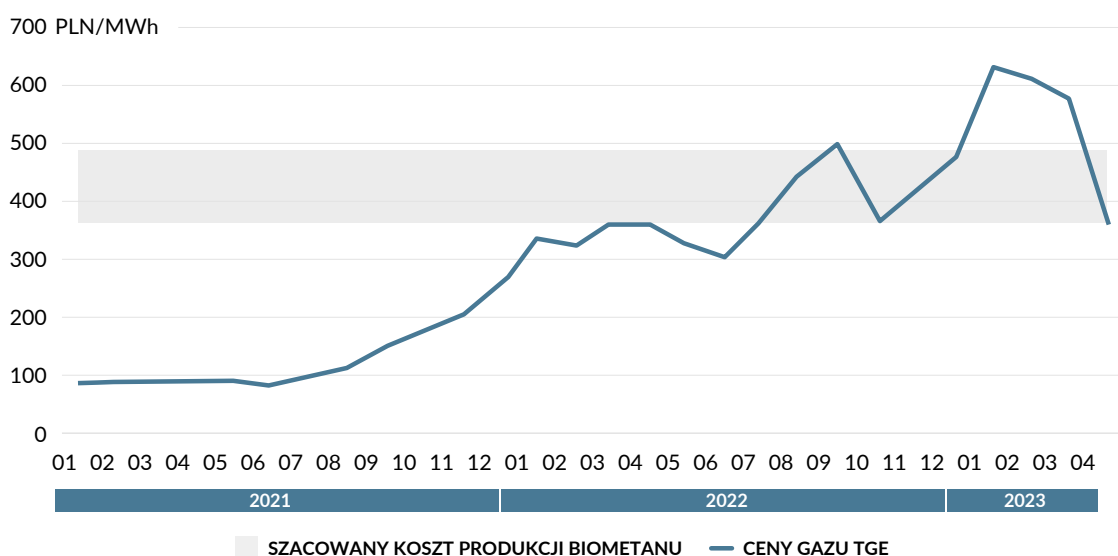
49 Stan na 2 marca 2023 r., Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa, *Rejestr wytwórców biogazu rolniczego*, <https://www.kowr.gov.pl/uploads/pliki/oze/biogaz/Rejestr%20wytw%C3%B3rc%C3%B3w%20biogazu%20rolniczego%20z%20dnia%2002.03.2023%20r..pdf>.

50 Por. T. Adamczewski, M. Jędra, *Zielone gazy, Biometan i wodór w Polsce*, Forum Energii, czerwiec 2021 r., <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/zielone-gazy-oraż-Krajowy-Plan-Odbudowy-i-Zwiększenia-Odporności>, Warszawa, czerwiec 2022 r., <https://www.funduszeuropejskie.gov.pl/media/109762/KPO.pdf>.

51 Pierwsza biometanownia budowana przez PKN Orlen w Głębokim ma być instalacją pilotażową, a produkcja biometanu ma się rozpocząć w drugiej połowie 2024 r. Wysokie Napięcie, *Pierwsze biometanownie w Polsce wyprodukują paliwo dla ciężarówek*, <https://wysokienapiecie.pl/79075-biometanownia-ornelu-biolng/>.

52 To przełoży się na budowę około 500 instalacji o referencyjnej wielkości produkcji biometanu na poziomie 2 mln m<sup>3</sup>. *Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększenia Odporności*, Warszawa, czerwiec 2022 r., <https://www.funduszeuropejskie.gov.pl/media/109762/KPO.pdf>.

Wykres 19. Konkurencyjność produkcji biometanu w porównaniu do cen gazu ziemnego



Uwaga: ceny gazu ziemnego jako średnia ważona z kontraktów zawieranych na dany miesiąc dostawy; koszt produkcji biometanu przyjęto na poziomie 365–487 zł/MWh; szacunki z 2020 r. z uwzględnieniem inflacji w latach 2021 i 2022.

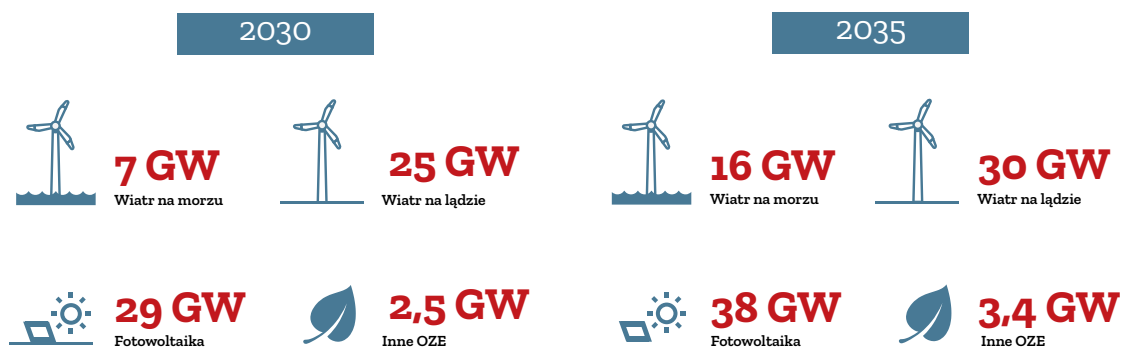
Źródło: obliczenia własne oraz T. Adamczewski, M. Jędra, *Zielone gazy. Biometan i wodór...*, op. cit.

26

Rynek biogazu jednak wymaga rozwoju i wsparcia. Sytuacja na nim jest bowiem dynamiczna oraz utrudnia podejmowanie i tak wysokiego w tej branży ryzyka inwestycyjnego. Co więcej, wytwarzanie biogazu narzuca konieczność zawierania długoterminowych kontraktów na substraty. Mimo systemu wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z biogazowni nadal jednak nie ma kompleksowego pozytywnego podejścia do produkcji i załączania biometanu do sieci gazowej, choć trwają nad nim prace.

Podsumowując, uważamy, że źródła odnawialne powinny zostać potraktowane priorytetowo w rozwoju sektora elektroenergetycznego w Polsce. Ich przyspieszony rozwój mógłby wyglądać w sposób pokazany na rysunku 3.

Rysunek 3. Przyspieszenie rozwoju OZE – poziom mocy zainstalowanych w 2030 r. oraz 2035 r.



Źródło: Opracowanie własne.

### Wykorzystanie bloków węglowych o mocy 200 MW

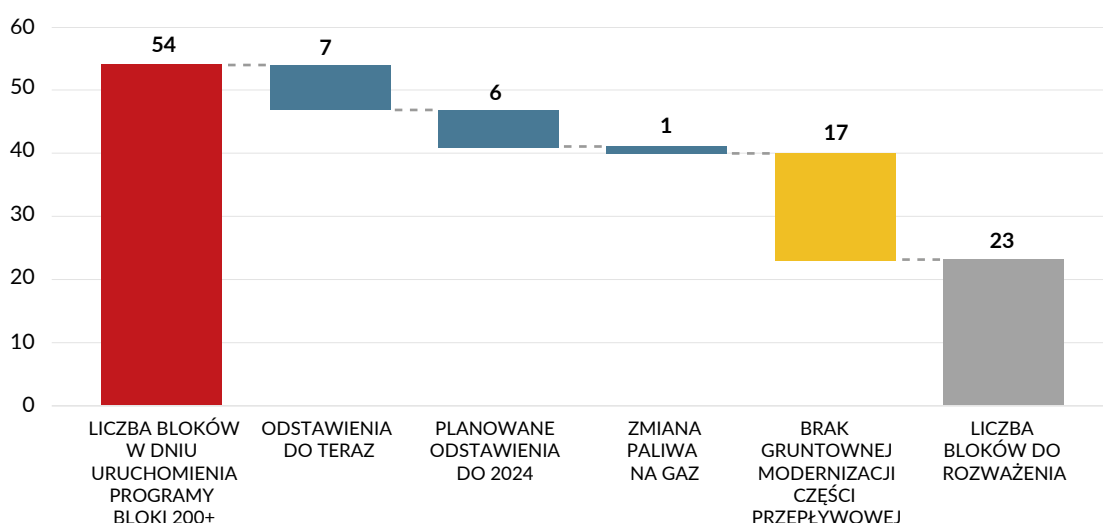
Bloki o mocy 200 MW – jako najstarsze jednostki – są stopniowo wyłączone; od 2017 r. wycofano siedem jednostek tej klasy zarówno ze względu na koszty ich eksploatacji, jak i brak paliwa (np. elektrownie Pątnów, Adamów, Konin, tzw. ZEPAK).

W roku 2028 zostaną opublikowane nowe konkluzje BAT<sup>53</sup>, które wymuszą dostosowanie bloków do zaostrzonych wymogów środowiskowych. Nie jest jeszcze znany ich ostateczny kształt, jednak istnieje realne zagrożenie, że bloki klasy 200 MW, jako jednostki najstarsze i najbardziej emisyjne, nie będą technicznie w stanie spełnić nowych wymagań. Nawet gdyby to było wykonalne, potrzebne będą wysokie nakłady inwestycyjne, które nie zawsze będą uzasadnione dla jednostek u schyłku eksploatacji.

Wyłączanie bloków o mocy 200 MW postępuje. W momencie przyjmowania założeń Programu Bloki 200+ działały 54 jednostki, w 2023 r. – 47. Do końca roku 2024 planowane jest odstawienie co najmniej sześciu bloków. Z kolei blok w Rybniku w 2026 r. stanie się jednostką gazową.

Można więc rozważyć modernizację 40 bloków. Siedemnaście z nich nie przeszło jednak gruntownej modyfikacji układu przepływowego, co oznacza, że bez znaczących inwestycji ich praca dobiegnie końca. Bez tego ich awaryjność i dyspozycyjność będą w perspektywie 10 lat na nieakceptowalnym poziomie. Pozostają więc 23 bloki. Jeśli dodać kolejne warunki (np. współczynnik wykorzystania mocy nie mniejszy niż 50%), liczba jednostek, które sensownie byłoby zmodernizować, maleje. Niezależnie od przyjętych dalszych kryteriów można wziąć pod uwagę wszystkie osiem bloków elektrowni Kozienice, sześć bloków elektrowni Połaniec (nry 2 do 7) oraz kilka bloków elektrowni Turów.

Wykres 20. Liczba jednostek potencjalnie objętych modernizacjami w ramach Programu Bloki 200+



27

Źródło: M. Dusiło, *Bloki 200 MW – na emeryturę czy do pracy*, 8.11.2022, <https://www.forum-energii.eu/pl/blog/bloki-200-mw>.

Z informacji Ministerstwa Klimatu i Środowiska wynika, że możliwe jest pozostawienie w systemie mniej więcej 16 bloków tej klasy<sup>54</sup>, co jest zbliżone z wynikami analiz Forum Energii. Objęcie modernizacją 3–4 GW mocy węglowych, jeśli mają pracować do około 2035 r., ograniczy konieczność budowy nowych jednostek gazowych. Przy założeniu jednak coraz krótszego czasu wykorzystania bloków węglowych **nasze wyliczenia wskazują, że oszczędności zużycia gazu w 2035 r. nie przekroczą 1 mld m<sup>3</sup>**. To ewidentnie mniej od tego, co daje redukcja zapotrzebowania czy dynamiczny rozwój źródeł odnawialnych.

<sup>53</sup> Konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) wprowadzają restrykcyjne limity emisji tlenku azotu, tlenku siarki, pyłów, rtęci itp.

<sup>54</sup> WNP Energetyka, *Rynek mocy będzie miał następcę. Anna Moskwa opowiada nam o nowych planach*, 15.03.2023, <https://www.wnp.pl/energetyka/rynek-mocy-bedzie-mial-nastepce-anna-moskwa-opowiada-nam-o-nowych-planach,688607.html>.



### Jednostki gazowe, ale jakie?

Niezależnie od działań, które wskazujemy powyżej i które mają pozwolić na ograniczenie potrzeby budowy nowych mocy gazowych bądź zużycia gazu w elektroenergetyce, ważne jest także, jakie jednostki gazowe powstają. W Polsce pracują głównie bloki gazowo-parowe będące częścią elektrociepłowni. Wielkość generacji energii elektrycznej jest zmienna i uzależniona od zapotrzebowania na ciepło<sup>55</sup>. Z punktu widzenia krajowego systemu elektroenergetycznego kluczową sprawą są technologia nowych inwestycji i ich funkcje.

1. W polskim systemie elektroenergetycznym będziemy potrzebować źródeł rezerwowych pracujących w szczytowych okresach zapotrzebowania. W Polsce powstają duże bloki gazowo-parowe. Krajowe spółki zamierzają wybudować jedno z największych bloków gazowych w Europie – Dolna Odra ma mieć dwa bloki o mocy 700 MW każdy i kosztować po 3,7 mld zł netto, z kolei Rybnik jeden blok o mocy 882 MW i koszcie 3 mld zł netto<sup>56</sup>. Bloki te cechują się wyższymi kosztami inwestycji i użytkowania niż bloki, w których stosowane są turbiny gazowe o otwartym cyklu (*Open Cycle Gas Turbine, OCGT*). Elektrownie z turbinami gazowymi produkują wyłącznie energię elektryczną, charakteryzują się dużą elastycznością ruchową i krótkim czasem osiągnięcia pełnej mocy znamionowej (10–20 min.)<sup>57</sup>. Turbiny OCGT, a także silniki tłokowe, najlepiej nadają się do pracy w sposób przerywany, a swoją moc zwiększają tylko w celu zaspokojenia szczytów zapotrzebowania lub w przypadku spadku produkcji ze źródeł odnawialnych. Pracujące wtedy, gdy jest to konieczne, takie jednostki będą pełniły funkcje typowo rezerwowe. Wielkość mocy zainstalowanych nie będzie się przekładać na wysokie wykorzystanie gazu ziemnego.

Tabela 1. Parametry techniczno-ekonomiczne inwestycji o mocy 500 MW w różnych technologiach gazowych

		CCGT	OCGT	Silnik tłokowy
Paliwo	[-]	Gaz ziemny		
Moc elektrowni	[MW]	500		
Moc pojedynczego bloku	[MW]	500	50	10
Liczba bloków	[-]	1	10	50
Czas budowy	[lata]	2,5	1,5	1,0
Okres eksploatacji	[lata]	25	25	25
Sprawność elektryczna	[%]	61	43	48
Maksymalny gradient mocy elektrowni	[%/min]	15	20	30
	[MW/min]	75	100	150
Minimum techniczne	[%]	40	23	50
	[MW]	200	12	5
Zimny start	[min]	150	30	18
Ciepły start	[min]	60	14	3
Nakłady inwestycyjne	[mln €/MW]	0,83	0,56	0,90
Koszty stałe	[€/MW/rok]	27 800	18 600	9 300
Koszty zmienne	[€/MWh]	4,2	4,2	5,1

Źródło: opracowanie własne na podstawie: Danish Energy Agency, *Technology descriptions and projections for long-term energy system planning*, February 2023, [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology\\_data\\_catalogue\\_for\\_el\\_and\\_dh.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_el_and_dh.pdf).

55 W normalnym trybie pracują one w układzie ciepłowniczo-kondensacyjnym, a produkcja energii elektrycznej jest funkcją zapotrzebowania na ciepło. W przypadku pracy interwencyjnej na polecenie operatora systemu przesyłowego wymagana jest zmiana trybu pracy. W razie konieczności zwiększenia zdolności produkcyjnych energii elektrycznej elektrownia może pracować w trybie kondensacyjno-ciepłowniczym lub kondensacyjnym. Por. L. Bronk, R. Magulski, *Elastyczność krajowego systemu elektroenergetycznego. Diagnoza, potencjał, rozwiązania*, Forum Energii, luty 2019 r., <https://www.forum-energii.eu/public/upload/articles/files/Elastyczno%C5%9B%C4%87%20KSE.pdf>.

56 PAP, *W Rybniku powstanie największa elektrownia gazowa w Polsce. Dla PGE zbuduje ją Polimex Mostostal i Siemens Energy*, styczeń 2023 r., <https://www.pap.pl/aktualnosci/news%2C1520736%2Cw-rybniku-powstanie-najwieksza-elektrownia-gazowa-w-polsce-dla-pge-zbuduja>.

57 Por. L. Bronk, R. Magulski, *Elastyczność...*, op. cit.

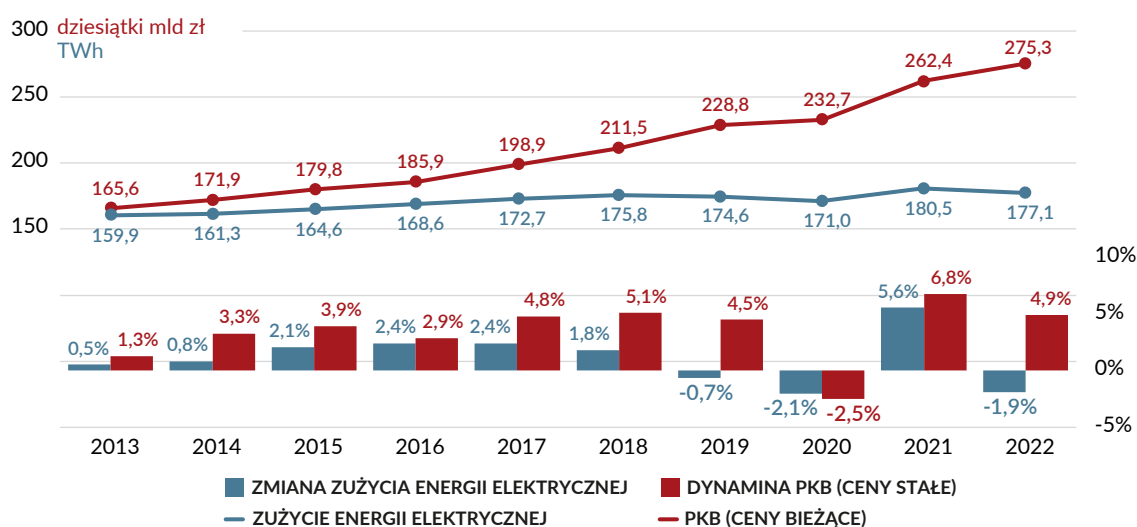
2. Zużycie gazu może zostać ograniczone, jeśli wykorzysta się potencjał do budowy nowych jednostek kogeneracyjnych w warunkach wyłączenia starzejących się jednostek węglowych. Obecnie osiągalna moc elektryczna w kogeneracji węglowej wynosi 4,4 GW w elektrociepłowniach zawodowych oraz ponad 1 GW w elektrowniach i elektrociepłowniach przemysłowych. Po wyłączeniu starzejących się jednostek węglowych i zastąpieniu ich jednostkami kogeneracyjnymi gazowymi moc takich jednostek, przy odpowiedniej polityce państwa do 2035 r., może wynieść ponad 8 GW. Dzięki wysokiej sprawności wytwarzania energii przyczyniają się do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych i zużycia gazu ziemnego o 30% (w stosunku do równoważnej produkcji ciepła i prądu w układach rozdzielonych – ciepłowni i elektrowni).

Gaz ziemny będzie stopniowo zastępowany zielonymi gazami – biogazem, biometanem, a także zielonym wodorem (który będzie jednak miał priorytet w przemyśle). Dlatego wszelkie technologie ograniczające jego zużycie lub pozwalające go wykorzystywać efektywniej będą miały znaczenie przy zazielenianiu gazów – będziemy ich potrzebować mniej.

### Efektywność energetyczna

W ostatniej dekadzie zużycie energii elektrycznej w Polsce wzrosło z około 160 TWh w 2013 r. do 177 TWh w 2022 r., tj. o 10%. W 2020 r. zanotowano spadek o 2,1%, a w 2022 r. o 1,9%. Tymczasem w latach 2013–2022 realny PKB zwiększył się o 66%. Obserwujemy więc rozdzielenie zależności tempa wzrostu gospodarczego od popytu na energię elektryczną.

Wykres 21. Zmiana zużycia energii elektrycznej i PKB w latach 2013–2022



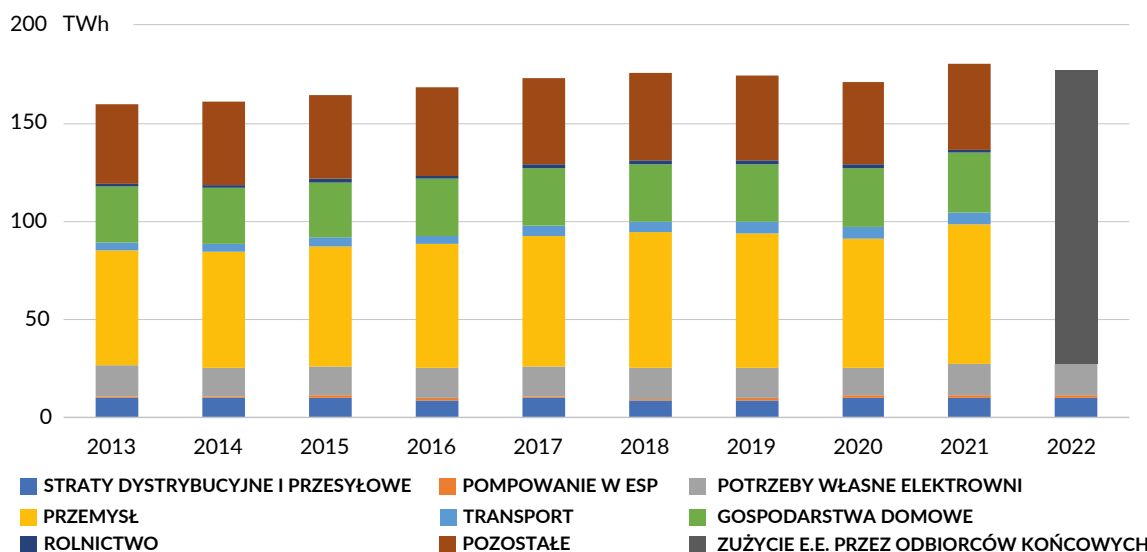
29

Źródło: M. Dusito, *Transformacja energetyczna w Polsce...*, op. cit.

Rozwój gospodarczy w Polsce nadal jednak pociąga za sobą zwiększenie zapotrzebowania na energię elektryczną i to we wszystkich sektorach: największe, według Międzynarodowej Agencji Energii<sup>58</sup>, w okresie przed pandemią<sup>59</sup> w przemyśle (16,3 TWh), w sektorze usługowym (5,4 TWh), mieszkalnictwie (0,8 TWh) i transporcie (0,1 TWh), prawie w całości kolejowym.

58 Międzynarodowa Agencja Energii, *Polska 2022. Przegląd...*, op. cit.  
59 Lata 2010–2019.

Wykres 22. Zużycie energii elektrycznej przez odbiorców w Polsce w latach 2013–2022



Źródło: M. Dusito, *Transformacja energetyczna w Polsce...*, op. cit.

30

Przez wiele lat elektryfikacja w Polsce postępowała powoli<sup>60</sup>. Z czasem jednak popyt na energię elektryczną, zwłaszcza nowych sektorów, zaczął rosnąć. Choć w przyszłości wiele procesów energetycznych będzie opartych na wykorzystaniu energii elektrycznej i popyt na nią będzie wzrastał, to nadal można wygospodarować oszczędności w jej zużyciu w różnych obszarach. Techniczny potencjał oszczędności oszacowano na potrzeby przygotowania unijnej strategii REPower<sup>61</sup> i dla Polski przedstawia się następująco:

- gospodarstwa domowe – 10,7 TWh,
- usługi – 24,5 TWh,
- przemysł – 28,7 TWh,
- transport – 0,8 TWh.

Łącznie to 64,7 TWh, a więc ponad jedna trzecia dzisiejszego zapotrzebowania na energię elektryczną, głównie przemysłu oraz usług. W niniejszym raporcie nie zakładamy możliwego technicznie i ekonomicznie poziomu oszczędności – to powinno być przedmiotem odrębnych szczegółowych analiz. Zwracamy jednak uwagę na to, że każda zaoszczędzona TWh to jej niewyprodukowanie. **Przykładowo, jeśli w 2030 r. jednostki gazowe nie wyprodukują 5 TWh i 10 TWh w 2035 r., może to dać oszczędności w wysokości 1 mld m<sup>3</sup> gazu w 2030 r. i 2 mld m<sup>3</sup> w 2035 r.** W rzeczywistości będzie to po prostu wpływało na ograniczenie czasu pracy tych źródeł pełniących funkcję tylko jednostek szczytowych.

<sup>60</sup> W latach 2009–2019 udział energii elektrycznej w całkowitym zużyciu energii finalnej wzrósł z 14,8% do 16,2%, co – jak podaje Międzynarodowa Agencja Energii – jest poniżej średniej OECD/IEA wynoszącej 21,7%. Międzynarodowa Agencja Energii, *Przegląd...*, op. cit.

<sup>61</sup> European Commission, *Technical assistance services to assess the energy savings potentials at national and European Level*. Member State Annex Report, 2021, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/511bb328-f8b9-11eb-b520-01aa75ed71a1/language-en>.

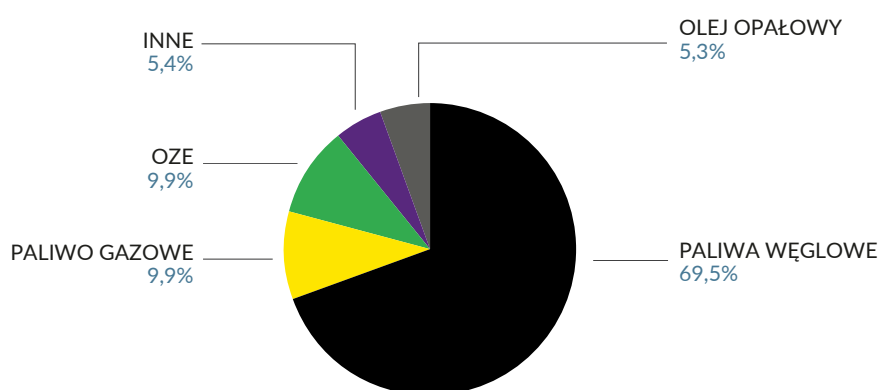
## 4.2. Czyste ciepło

### 4.2.1. Ciepłownictwo systemowe

Polski rynek ciepła czeka na transformacyjne wyzwania. Przedsiębiorstwa ciepłownicze muszą przeprowadzić takie inwestycje, które przełożą się na redukcję emisji gazów cieplarnianych oraz modernizację i zmianę sposobu wytwarzania ciepła.

Dywersyfikacja paliw używanych do produkcji ciepła postępuje jednak dość wolno. W 2021 r. 70% ciepła pochodziło ze spalania węgla, 10% ze źródeł odnawialnych, głównie biomasy, i tyle samo z paliwa gazowego.

Wykres 23. Struktura paliw wg energii w nich zawartej używanych do produkcji ciepła 2021 r.



31

Źródło: Urząd Regulacji Energetyki, *Energetyka ciepła w liczbach 2021*, Warszawa, grudzień 2021 r., <https://www.ure.gov.pl/download/9/13418/Raportcieplowniczy2021.pdf>.

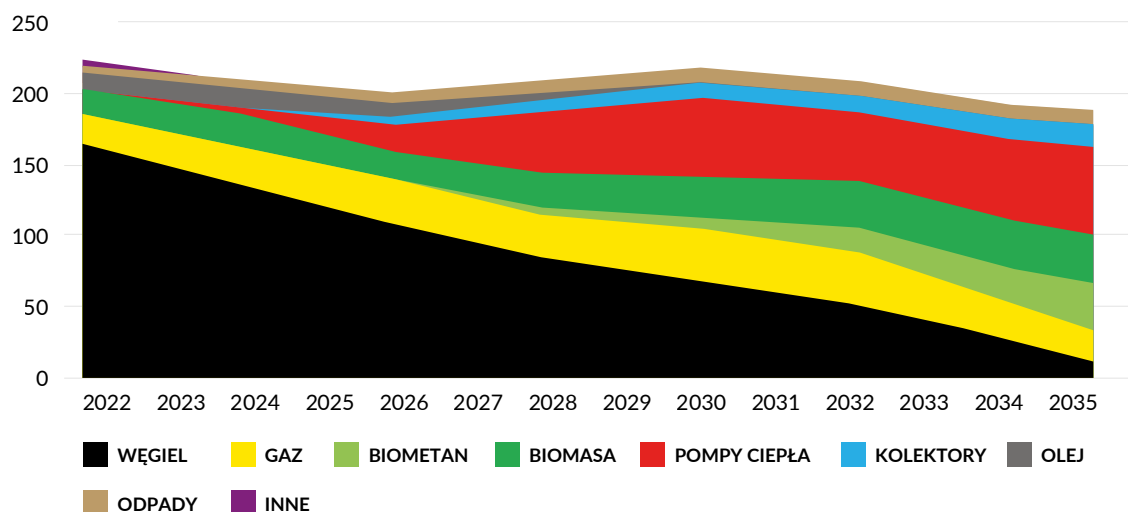
Transformacja ciepłownictwa jest powodowana takimi czynnikami, jak:

- brak ekonomicznej opłacalności modernizacji jednostek wytwórczych i ich dostosowywania do nadchodzących zaostrzonych norm emisji (np. kolejnych konkluzji BAT);
- niemożność uzyskania pomocy publicznej dla systemów zasilanych z kogeneracji węglowej;
- spadające wydobycie krajowego węgla i konieczność posiłkowania się drogim importem;
- rosnące koszty zmienne produkcji ciepła w wyniku trwałego wzrostu wydatków na wydobycie węgla oraz polityki klimatycznej UE (drożące prawa do emisji CO<sub>2</sub>).

Prostym i tym samym najpopularniejszym działaniem w transformacji w ciepłownictwie jest trend zastępowania węgla gazem ziemnym, którego rolę trzeba jednak przemyśleć na nowo. W niniejszym raporcie przedstawiamy wyniki analizy przeprowadzonej z Enercode, która będzie przedmiotem nowego raportu Forum Energii. Sprawdziliśmy w niej, jak może wyglądać ścieżka transformacji sektora ciepła w Polsce przy założeniu, że redukując zużycie węgla, będziemy również docelowo zmniejszać zużycie gazu ziemnego.

Biorąc pod uwagę obecne wyzwania sektora ciepłowniczego, widzimy, że do roku 2030 należy się spodziewać znaczących spadków mocy węglowych. Do 2035 r. ciepłownictwo może odejść od spalania węgla, przechodząc na bezemisyjne źródła energii – OZE (biomasę, geotermię, energię słoneczną), energię z odpadów oraz energię odpadową z procesów technologicznych.

Wykres 24. Struktura zużycia energii końcowej w ciepłownictwie systemowym (PJ)



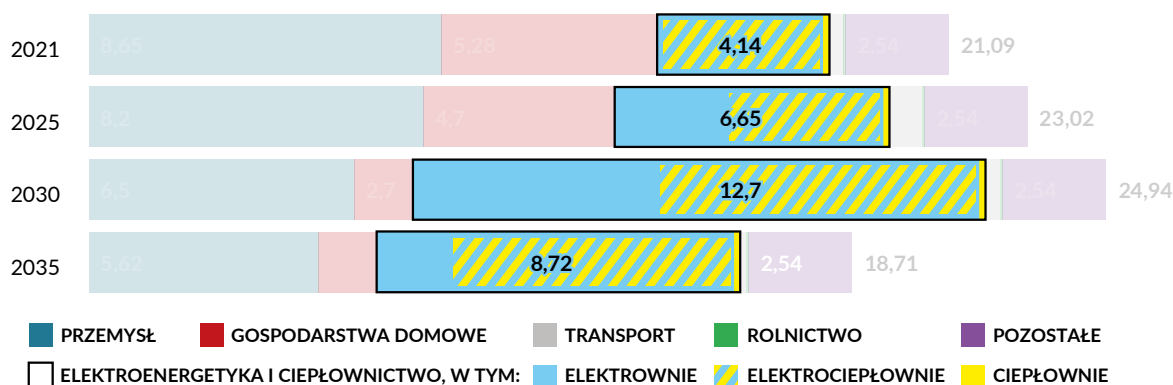
Źródło: opracowanie własne.

W ciągu dwóch najbliższych dekad gaz ziemny pozostanie alternatywą dla węgla kamiennego. Odchodzenie od tego surowca będzie procesem stopniowym wymagającym konsekwencji w planowaniu, inwestowaniu oraz tworzeniu finansowych i legislacyjnych zachęt. Jeśli w Polsce zostanie wykorzystany potencjał ciepłownictwa systemowego do budowy nowych jednostek kogeneracyjnych, takie źródła będą wspierały krajowy system elektroenergetyczny – pozwolą zmniejszyć lukę generacyjną, zwiększą elastyczność systemu oraz zmniejszą zużycie paliw kopalnych.

32

W związku z tym, że strategia dla ciepłownictwa jest przedmiotem przygotowywanego obecnie raportu Forum Energii, w niniejszej analizie prezentujemy posiadane już wyniki i przekładamy je na zużycie gazu ziemnego. Założenia dotyczące istotnej roli kogeneracji oznaczają, że gaz ziemny spalany w jednostkach kogeneracyjnych będzie używany do produkcji zarówno energii elektrycznej, jak i ciepła w tym samym procesie technologicznym. Nie jest więc możliwe – na etapie modelowania – rozdzielanie wolumenu gazu i przypisanie go czy to ciepłownictwu, czy elektroenergetyce. Dlatego możliwe redukcje zużycia gazu ziemnego prezentowane na rysunku 26 odnoszą się do obu tych sektorów łącznie i uwzględniają sposoby ograniczenia zużycia gazu zaprezentowane dotychczas w raporcie.

Wykres 25. Możliwa zmiana zużycia gazu ziemnego w elektrowniach i elektrociepłowniach (mld m<sup>3</sup>)



Źródło: Opracowanie własne.

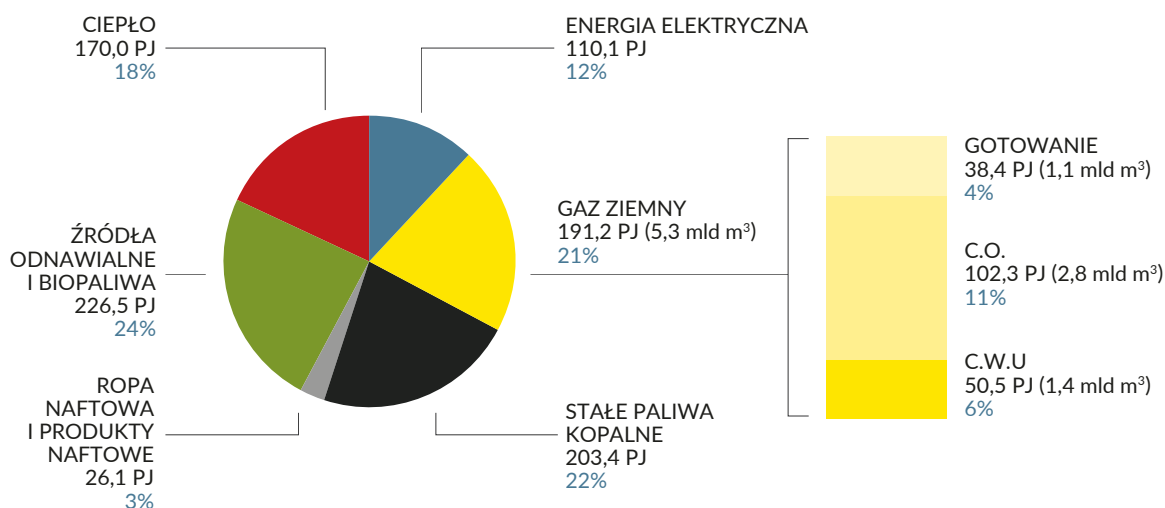
Polska dysponuje dużym i rozwiniętym systemem ciepłowniczym, który jednak – podobnie jak elektroenergetyka – jest nadmiernie zależny od węgla. Konieczność odchodzenia od tego paliwa, gdy dywersyfikacja jeszcze nie nastąpiła, będzie przejściowo zwiększała rolę gazu ziemnego. Zwracamy jednak uwagę na fakt, że podobnie jak w przypadku

produkcji energii elektrycznej, także wytwarzanie ciepła nie może być docelowo oparte na gazie ziemnym. Wprawdzie przejściowo będzie zwiększać się znaczenie błękitnego paliwa, ale w przyszłej dekadzie możliwe będzie wyhamowanie wzrostu jego zużycia. Gaz będzie efektywniej wykorzystywany, jeśli w Polsce powstaną jednostki kogeneracyjne, które będą zapewniać podaż jednocześnie energii elektrycznej i ciepłej.

#### 4.2.2. Ogrzewnictwo indywidualne

Jednym z większych konsumentów gazu ziemnego w Polsce są gospodarstwa domowe. W 2020 r. zużyły około 4,4 mld m<sup>3</sup> gazu, a w 2021 r. już 5,3 mld m<sup>3</sup> (191,2 TJ), czyli więcej niż elektroenergetyka i ciepłownictwo systemowe łącznie (149,5 TJ).

Wykres 26. Struktura zużycia paliw w gospodarstwach domowych



33

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Głównego Urzędu Statystycznego.

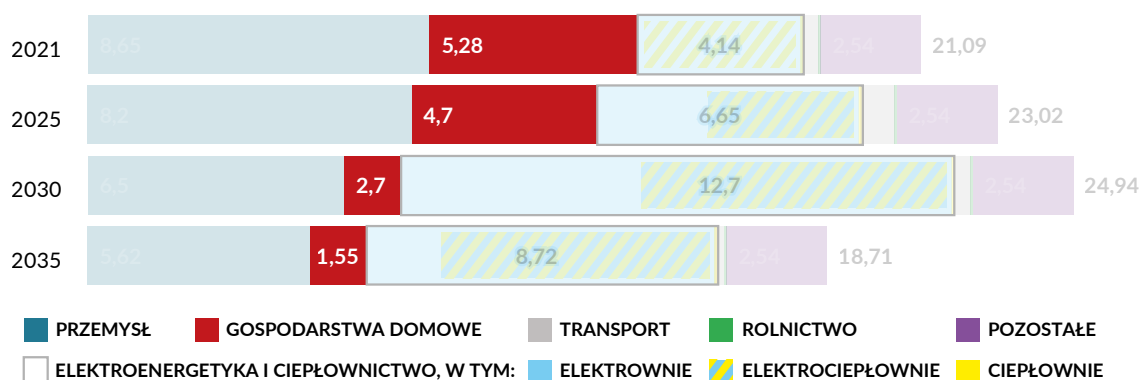
Gospodarstwa domowe potrzebują około 4,2 mld m<sup>3</sup> gazu na ogrzanie i tylko 1,1 mld m<sup>3</sup> na przygotowanie posiłków. Dominującym paliwem w gospodarstwach domowych jest nadal węgiel, dlatego w przyszłości trzeba będzie stale ograniczać jego zużycie, nie powodując w tym czasie nadmiernego wzrostu konsumpcji gazu. Dla ogrzewnictwa dostępne są technologie, które pozwalają na redukcję zużycia obu tych paliw jednocześnie, ale to wymaga bardzo ambitnych działań prowadzonych równolegle, tj.:

- pokaźnej podaży alternatywnych technologii, w tym przede wszystkim pomp ciepła, a także kolektorów słonecznych i kotłów biomasowych;
- znacznego zwiększenia tempa termomodernizacji;
- wprowadzenia działań optymalizujących zużycie energii.

W analizie Forum Energii *Kreml zakręca kurek? Wykluczmy gaz i węgiel z gospodarstw domowych*<sup>62</sup> wskazywaliśmy ścieżkę rozwoju elektryfikacji ogrzewnictwa, która do roku 2030 powinna skutkować instalacją w sumie ponad dwóch milionów urządzeń. Spowoduje to wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w 2030 r. o niecałe 15 TWh oraz pozwoli zaoszczędzić blisko połowę obecnego zużycia gazu ziemnego przez ogrzewnictwo indywidualne. Do 2035 r. liczba pomp ciepła nadal będzie wzrastać, ale z uwagi na rosnącą efektywność energetyczną budynków, które będą termomodernizowane, zapotrzebowanie będzie spadać. W 2035 r. – mimo tego, że coraz więcej gospodarstw będzie

korzystać z tej formy ogrzewania, dodatkowy popyt na energię elektryczną będzie wynosił około 13,5 TWh – nieco mniej niż w 2030 r. Będzie to wynikać zarówno z rosnącej efektywności urządzeń, jak i termomodernizacji budynków, a więc prowadzić do zmniejszenia zużycia energii. W 2035 r. pozwoli to na redukcję ponad 75% gazu konsumowanego przez gospodarstwa domowe w 2020 r.

Wykres 27. Możliwa zmiana zużycia gazu ziemnego w gospodarstwach domowych w wyniku instalacji pomp ciepła i termomodernizacji budynków (mld m<sup>3</sup>)



Źródło: Opracowanie własne.

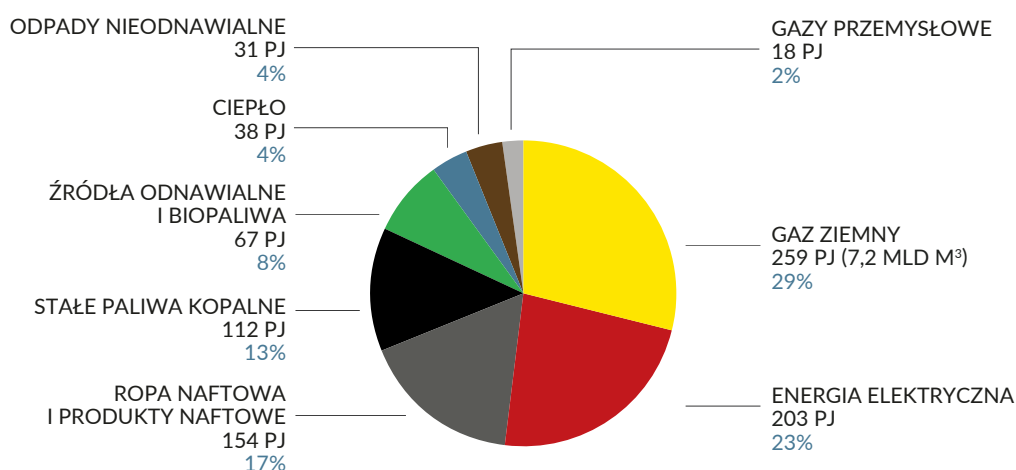
Zastąpienie gazu pompami ciepła w ogrzewnictwie gospodarstw domowych zmniejszy presję na całą gospodarkę. Elektryfikacja ogrzewnictwa jest jedną z najważniejszych technologii w tym zakresie. Dodatkowe oszczędności można uzyskać dzięki elektryfikacji gotowania, efektywnemu zarządzaniu ciepłem i obniżeniu temperatury w budynkach oraz oczywiście termomodernizacji.

34

### 4.3. Przemysł

Przemysł jest największym konsumentem gazu ziemnego w Polsce, w 2021 r. odpowiadał za 40% jego zużycia w całej gospodarce<sup>63</sup>, a wraz z elektrociepłowniami i ciepłowniami przemysłowymi blisko 50%.

Wykres 28. Struktura zużycia energii w przemyśle (2021)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Głównego Urzędu Statystycznego.

<sup>63</sup> Dane dotyczące gazu w przemyśle uwzględniają zużycie gazu ziemnego wysokometanowego oraz gazu ziemnego zaazotowanego po przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy. Warto jednocześnie zaznaczyć, że elektrociepłownie i ciepłownie przemysłowe są zakwalifikowane do kategorii energetyka.



W przemyśle 76% gazu ziemnego jest zużywane w instalacjach przemysłowych. Około jedna czwarta ma zastosowanie jako surowiec technologiczny (zużycie nieenergetyczne<sup>64</sup>), m.in. w procesie produkcji amoniaku, wodoru, tworzyw sztucznych czy farb i lakierów.

Największym konsumentem gazu (2,8 mld m<sup>3</sup>), przy uwzględnieniu zużycia energetycznego i nieenergetycznego, jest przemysł chemiczny, następnie mineralny (1,2 mld m<sup>3</sup>) i petrochemiczny (1,1 mld m<sup>3</sup>). Nieco poniżej 1 mld m<sup>3</sup> gazu zużywają przemysł spożywczy oraz produkcja metali i wyrobów metalicznych. Te pięć gałęzi łącznie odpowiada za 85% zapotrzebowania na błękitne paliwo.

W przemyśle transformacja zachodzi powoli, ale także ten sektor, podobnie jak energetyka, będzie pod presją ograniczenia roli gazu ziemnego. Potencjał jego redukcji nie został w Polsce jeszcze oszacowany w przeciwieństwie do innych krajów. Tymczasem możliwości finansowo-organizacyjne w tym sektorze są duże. Dlatego w niniejszym raporcie koncentrujemy się na efektach zmniejszenia zużycia gazu ziemnego w wyniku zastępowania szarego wodoru wodorem odnawialnym.

Zgodnie z konkluzjami Rady Europejskiej z czerwca 2022 r.<sup>65</sup> do końca tej dekady 35% szarego wodoru<sup>66</sup> (z gazu ziemnego i węgla) w przemyśle powinno być zastąpione wodorem bezemisyjnym. W Polsce produkuje się około 1,3 mln ton szarego wodoru rocznie<sup>67</sup>. Zastąpienie jednej trzeciej tego wolumenu będzie wymagało uruchomienia około 6,7 GW elektrolizerów do 2030 r. Jeśli regulacje będą wymagały, by połowa wodoru w przemyśle była bezemisyjna, to w 2035 r. będziemy potrzebować odpowiednio większej mocy elektrolizerów.

<sup>64</sup> To jest zużyciem jako surowiec, a nie jako paliwo (lub przetworzone na inne paliwo). Por. definicja GUS dotycząca zużycia nieenergetycznego: <https://stat.gov.pl/metainformacje/slownik-pojec/pojecia-stosowane-w-statystyce-publicznej/755,pojecie.html> oraz interpretacja URE: <https://www.ure.gov.pl/download/9/6951/Informaciadotobowiazkupozyskaniaumorzeniaswiadectwefektywnoscienergetycznej.pdf>.

<sup>65</sup> Rada Europejska, „Gotowi na 55”: Rada uzgadnia wyższe cele dla źródeł odnawialnych i efektywności energetycznej, czerwiec 2022 r., <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/06/27/fit-for-55-council-agrees-on-higher-targets-for-renewables-and-energy-efficiency/>.

<sup>66</sup> Na obecnym etapie negocjowania nowych przepisów udział zielonego wodoru ma wynieść 42% w 2030 r. i 60% w 2035 r. W modelowaniu w niniejszym raporcie przyjęto niższe wartości, zgodnie z konkluzjami Rady z czerwca ubiegłego roku.

<sup>67</sup> Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Polska Strategia Wodorowa do roku 2030*, październik 2021 r., <https://www.gov.pl/web/klimat/polska-strategia-wodorowa-do-roku-2030>.

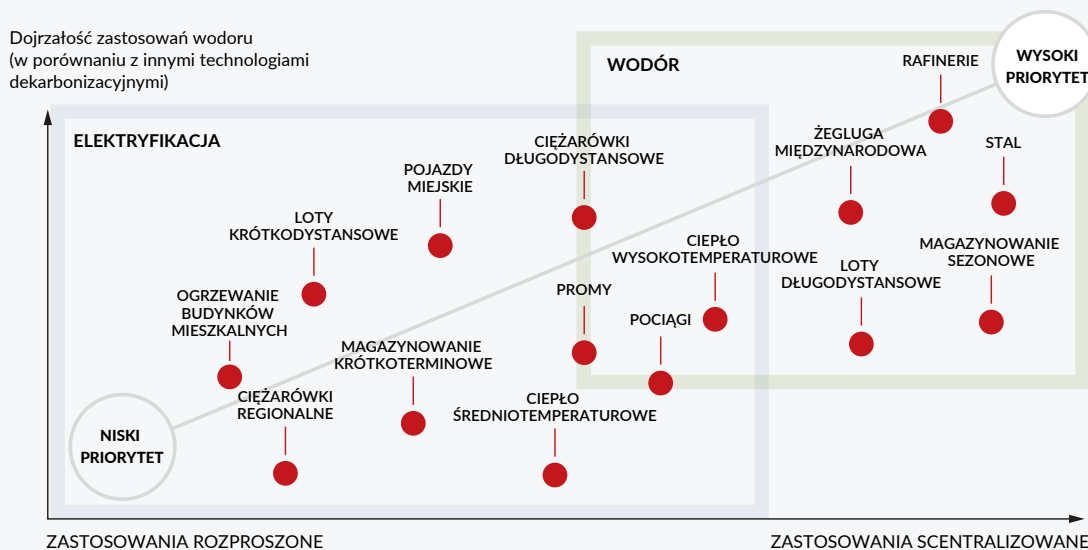
### Wodór odnawialny w strategiach Unii Europejskiej

Unijna strategia wodorowa, przyjęta w 2020 r., wyznaczyła cel wykorzystania odnawialnego wodoru w 2030 r. na poziomie 10 mln ton. Cel ten mógłby zostać zrealizowany dzięki zainstalowaniu elektrolizerów (zasilanych OZE) o mocy 40 GW<sup>68</sup>.

W odpowiedzi na agresję Rosji na Ukrainę oraz jednostronne ograniczenia dostaw gazu przez Gazprom do państw członkowskich UE (m.in. do Finlandii, Polski, Bułgarii) w maju 2022 r. Komisja Europejska opublikowała dokument pt. REPowerEU. Podwoiła w nim poprzedni cel zazielenienia wodoru zużywanego w UE do 20 mln ton rocznie do 2030 r. Wytworzenie takiej ilości wymaga dużo energii w procesie elektrolizy. Oznaczałoby to, że około 30% energii elektrycznej obecnie produkowanej w UE lub 90% energii słonecznej, wodnej i wiatrowej musiałyby zasilać elektrolizery. Ponieważ ogólny popyt na energię odnawialną rośnie, w UE po prostu nie będzie wystarczającej ilości taniej energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, aby wyprodukować cały wodór potrzebny w Europie. Komisja w dokumencie REPowerEU zakłada więc, że niezbędny będzie import wodoru w wysokości 10 mln ton. Natomiast produkcja 10 mln ton w UE, według wyliczeń Aurora Energy Research, będzie wymagała elektrolizerów o mocy 75 GW do końca tej dekady<sup>69</sup>.

W związku z tym, że produkcja zielonego wodoru będzie wymagała ogromnych ilości źródeł odnawialnych, podaż wodoru będzie ograniczona. Dlatego jego wykorzystanie w różnych sektorach powinno być uwarunkowane brakiem innych dostępnych technologii umożliwiających dekarbonizację.

Rysunek 4. Zastosowania wodoru w porównaniu z dostępnością alternatywnych technologii dekarbonizacyjnych



Źródło: IRENA, *Geopolitics of the Energy Transformation The Hydrogen Factor*, <https://www.irena.org/Digital-Report/Geopolitics-of-the-Energy-Transformation>.

Analogiczne wytyczne dotyczące wykorzystania zielonego wodoru obejmują też Polskę. Krajowy cel określony w strategii wodorowej to 2 GW elektrolizerów do 2030 r., ale sam przemysł i jedynie w zakresie zastąpienia części zużywanego szarego wodoru (tj. nie analizujemy w raporcie możliwości bezpośredniego zużycia wodoru np. do wytworzenia ciepła wysokotemperaturowego) potrzebuje – jak wynika z naszych wyliczeń – aż 6,7 GW w 2030 r. To będzie kluczowa technologia dla dekarbonizacji produkcji stali, przemysłu chemicznego oraz rafineryjnego.

68 Komisja Europejska, *Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu*, Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego i Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, COM(2020) 301 final, 8.7.2020, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301&from=IT>.

69 Aurora Energy Research, *Renewable hydrogen imports could compete with EU production by 2030*, 24 January 2023, <https://auroraer.com/media/renewable-hydrogen-imports-could-compete-with-eu-production-by-2030/>.

Rozwój produkcji zielonego wodoru będzie się wiązał ze znaczącym zapotrzebowaniem na energię elektryczną, która będzie musiała pochodzić ze źródeł odnawialnych. W 2030 r. zużycie energii elektrycznej wzrośnie z tego powodu o 18 TWh, a w 2035 r. o 26 TWh. **Biorąc pod uwagę to, że zielony wodór zastąpi ten szary, produkowany z gazu ziemnego, szacujemy, że zapotrzebowanie na gaz ziemny spadnie w przemyśle o 1,4 mld m<sup>3</sup> w 2030 r., a w 2035 r. o 1,9 mld m<sup>3</sup>.**

Redukcja zużycia gazu ziemnego i przechodzenie na zielony wodór w przemyśle będą możliwe tylko wtedy, gdy Polska rozbuduje potencjał OZE. Bez tego nie będzie możliwa modernizacja ani przemysłu, ani transportu czy ogrzewania. Dlatego miks wytwórczy, zaprezentowany w podrozdziale *Elektroenergetyka*, zakłada, że pod koniec dekady wystarczy energii elektrycznej na pokrycie obecnego i dodatkowego zapotrzebowania wynikającego z elektryfikacji i rozwoju zielonego wodoru.

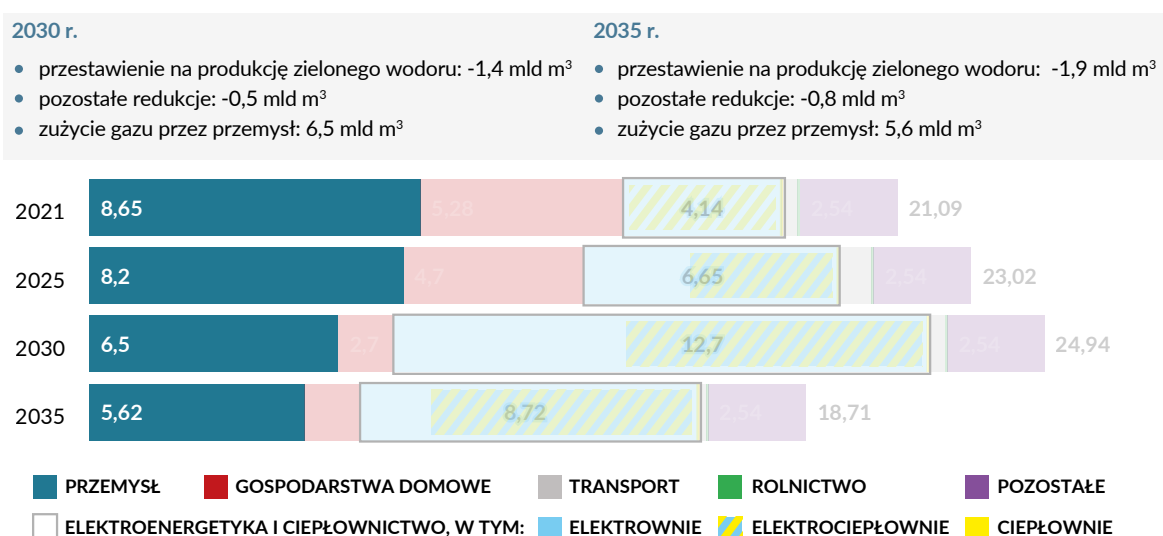
W odniesieniu do pozostałej części zużycia gazu przez przemysł, tj. zużycia energetycznego, posiłkujemy się wynikami analiz przygotowanych dla Unii Europejskiej. Przykładowo, Agora Energiewende szacuje, że konsumpcja gazu ziemnego przez przemysł państw unijnych może się zmniejszyć do 2030 r. o 367 TWh (33 mld m<sup>3</sup>) z poziomu 955 TWh<sup>70</sup>. Wymaga to połączenia różnych środków, takich jak:

- W niskotemperaturowych zastosowaniach grzewczych (<150°C): szerokie zastosowanie przemysłowych pomp ciepła, lepsza izolacja budynków przemysłowych, bardziej wydajny odzysk ciepła odpadowego z procesów wysokotemperaturowych, zamiana paliwa na energię elektryczną i inne odnawialne źródła energii.
- W średniotemperaturowych (150–500°C): wymiana kotłów gazowych na wysokotemperaturowe przemysłowe pompy ciepła (najbardziej wydajne) i e-kotły w systemach hybrydowych, instalowanie skoncentrowanych elektrowni słonecznych (najbardziej wydajnych), ograniczenie produkcji energii elektrycznej w kogeneracji przemysłowej z gazu ziemnego.
- W wysokotemperaturowych (>500°C): rozwiązania w zakresie elektryfikacji bezpośredniej, zastąpienie gazu odpadami z biomasy stałej lub nienadających się do recyklingu mieszanymi odpadami stałymi.

37

Jeśli uwzględnić powyższe oraz prawdopodobne zmiany struktury wewnątrzgałęziowej przemysłu, redukcja zużycia gazu w Polsce może wyglądać następująco:

Wykres 29. Redukcja oraz zużycie gazu w przemyśle w latach 2030 i 2035 (mld m<sup>3</sup>)



Źródło: szacunki własne na podstawie Aurora Energy Research oraz Agora Energiewende.

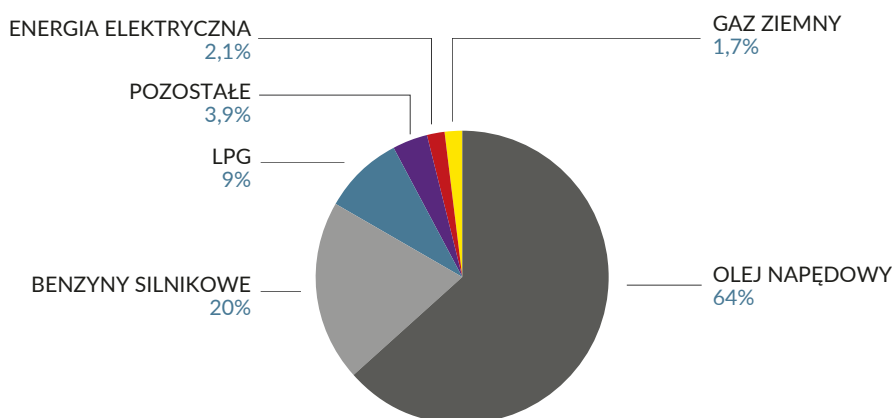
70 Agora Energiewende, *Regaining Europe's Energy Sovereignty*, marzec 2022 r., [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021\\_07\\_EU\\_GEXIT/253\\_Regaining-Europes-Energy-Sovereignty\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_07_EU_GEXIT/253_Regaining-Europes-Energy-Sovereignty_WEB.pdf).

Szacowane przez nas oszczędności gazu w przemyśle są propozycją do dalszych analiz. Potrzebne będzie inne podejście zarówno do rozwoju OZE i produkcji odnawialnego wodoru, jak i do efektywności energetycznej. **Według naszych obliczeń do 2035 r. całkowita redukcja zużycia gazu ziemnego w tym sektorze może wynieść 2,8 mld m<sup>3</sup>.** W kolejnych latach to tempo będzie musiało się zwiększyć, przy czym przemysł też musi zostać zdekarbonizowany.

#### 4.4. Transport

Polski transport odpowiada jedynie za 2% zużycia gazu ziemnego, podobnie w samym transporcie udział gazu jest około dwuprocentowy. Bilans energii w tym sektorze jest bowiem od dekad mocno zdominowany przez dwa główne źródła, które były podstawą tego sektora i całej gospodarki: olej napędowy zasilający silniki dieslowskie (64,2% całkowitego bilansu energii w sektorze, 593,46 PJ) oraz benzynę (19,6%, 181,11 PJ). Udział LPG wynosi 9% (79,07 PJ). LPG (mieszanka propanu i butanu) uzyskiwane jest w procesie rafinacji i na etapie wydobywania ropy naftowej i nie jest paliwem gazowym. W kolejnych latach pojawiać się będzie coraz więcej pojazdów zasilanych energią elektryczną (por. założenia z podrozdziału *Elektroenergetyka*), która obecnie odpowiada za 2% bilansu energetycznego transportu (19,09 PJ).

Wykres 30. Bilans energii w sektorze transportu (%)



Źródło: Główny Urząd Statystyczny.

#### SPECYFIKA PALIWA GAZOWEGO W SEKTORZE TRANSPORTU

Poszczególne rodzaje paliwa gazowego stosowanego w transporcie mają różne zastosowanie.

**Sprężony gaz ziemny (Compressed Natural Gas, CNG)** wykorzystywany jest przede wszystkim jako wysokooktanowe paliwo w silnikach spalinowych. Sprężanie gazu do ciśnienia 20–25 MPa odbywa się za pomocą wielostopniowych sprężarek. Gaz może być do nich dostarczany zarówno za pomocą tradycyjnych dystrybucyjnych sieci gazowych, jak i cysternami w postaci skroplonej. Stosowanie CNG wymaga wyposażenia pojazdu w przeznaczony do tego celu silnik (tzw. OEM) lub montażu specjalnej instalacji. Sprężony gaz ziemny jest głównie wykorzystywany w pojazdach dostawczych/ciężarowych, autobusach, a także samochodach osobowych.

**Skroplony gaz ziemny (Liquefied Natural Gas, LNG)**, 98% metanu, jest uzyskiwany w temperaturze poniżej -160 st. Celsjusza. Musi być składowany i transportowany w zbiornikach kriogenicznych, w których utrzymywana jest odpowiednia temperatura. Może być wykorzystywany w postaci zarówno skroplonej, jak i lotnej po poddaniu regazyfikacji, np. jako gaz sieciowy bądź na obszarach poza zasięgiem gazowej sieci dystrybucyjnej. Jest najczęściej używany w pojazdach ciężarowych na długich dystansach. Jako paliwo silnikowe posiada podobne właściwości do gazu sprężonego.

Obecnie większość (około 90%) gazu ziemnego stosowanego w transporcie jest zużywana w tłocznich gazu na przepompowanie gazu w sieciach. W związku z tym możliwe jest zastąpienie agregatów z turbiną gazową (lub silnikiem tłokowym) urządzeniami elektrycznymi. Takie rozwiązania są stosowane np. w Danii. Pozostała część gazu ziemnego jest wykorzystywana w transporcie samochodowym. W perspektywie 10–15 lat rynek gazu w transporcie powinien się skurczyć.

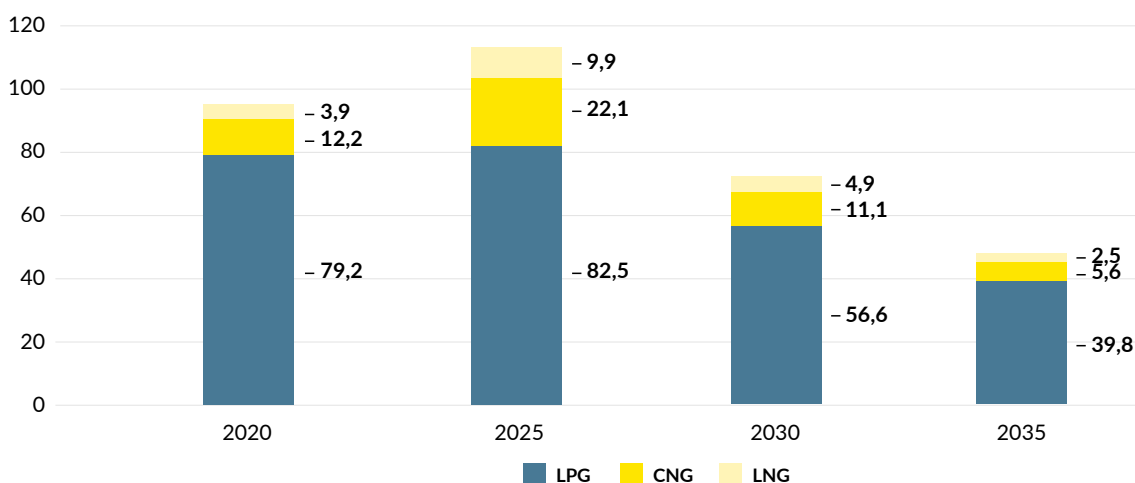
Alternatywą dla wszystkich rodzajów pojazdów transportu drogowego są przede wszystkim pojazdy elektryczne. Według danych z końca lutego 2023 r. w Polsce zarejestrowano 67 tys. osobowych i użytkowych samochodów z napędem elektrycznym, w tym połowa z nich to auta w pełni elektryczne<sup>71</sup>. Liczba rejestracji wzrosła o 63% w porównaniu do tego samego okresu 2022 r., ale jak na razie tylko 2% potrzeb energetycznych sektora zapewnia energia elektryczna. Zarówno zakup pojazdu elektrycznego, jak i koszt jego posiadania (*total cost of ownership*, TCO) będą najbardziej opłacalne w perspektywie krótko- i długoterminowej. Ponadto zasadniczą zmianą regulacyjną dla sektora jest wprowadzenie obowiązku całkowitej redukcji emisji CO<sub>2</sub> w nowo wyprodukowanych pojazdach osobowych do 2035 r. wobec 2021 r. Co więcej, wprowadzenie nowego systemu ETS dla transportu i budynków będzie prowadzić do wzrostu dodatkowych kosztów ich użytkowania.

Zakładamy, że dotychczasowy wzrost liczby pojazdów oraz zużycia gazu będzie widoczny jeszcze do 2030 r., choć po roku 2025 wyraźnie wolniejszy. Wpłyną na to czynniki ekonomiczne (ceny surowca) i geopolityczne (inwazja na Ukrainę Rosji, która była głównym eksporterem tego surowca do Polski), a także słabo rozwinięta sieć stacji ładowania pojazdów na CNG i LNG oraz dostępne alternatywy.

Według naszych szacunków po polskich drogach w 2030 r. może jeździć około 1,8 mln samochodów elektrycznych, co spowoduje wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną o około 5 TWh. W 2035 r. liczba ta może się powiększyć do ponad 4,4 mln, a dodatkowe zapotrzebowanie na energię elektryczną – do około 11 TWh (por. podrozdział *Elektroenergetyka*).

Na potrzeby niniejszego raportu przyjmujemy założenie, że gaz ziemny nie będzie zastępował paliw ropopochodnych i że stopniowo będziemy odchodzić od wykorzystywania tego paliwa w transporcie – zarówno na cele przepompowania gazu, jak i transportu samochodowego.

Wykres 31. Zużycie paliw gazowych oraz LPG w transporcie – scenariusz redukcji zużycia gazu (PJ)



Źródło: Szacunki własne.

Powyższe szacunki potwierdzają, że możliwa jest całkowita rezygnacja ze zużycia gazu w tym sektorze.

71 Liczba elektrycznych samochodów dostawczych i ciężarowych wyniosła na koniec września 2022 r. 2461 szt., elektrycznych motorowerów i motocykli – 15 765 szt., a e-autobusów – 788 sztuk. Liczba osobowych i dostawczych aut hybrydowych powiększyła się do 439 160 sztuk. Licznik Elektromobilności, <https://pspa.com.pl/2022/informacja/licznik-elektromobilnosc-znaczn-zrost-liczby-rejestracji-samochodow-elektrycznych-po-trzech-kwartalach-2022-r/>.

## 5. Jak przeprowadzić zmianę?

Polityka wobec gazu ziemnego jest częścią polityki energetycznej Polski i obejmuje przede wszystkim zużycie gazu w elektroenergetyce i ciepłownictwie systemowym, a pomija jego największych konsumentów – przemysł i gospodarstwa domowe.

Dotychczasowe strategie czy analizy, choć odnosiły się do znaczenia gazu jako paliwa przejściowego, to jednak głównie w kontekście geopolitycznym – uwarunkowań bezpieczeństwa jego dostaw oraz konieczności dywersyfikacji kierunków importu. Elementy przyszłej roli tego paliwa uwzględniono również w *Krajowym planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030* (KPEiK) oraz w *Krajowym planie odbudowy i zwiększania odporności*. Nigdy jednak rząd nie spróbował podejść strategicznie do wyzwań wobec obecnego i przyszłego znaczenia błękitnego paliwa z uwzględnieniem kontekstu transformacji, w tym neutralności klimatycznej (a więc perspektywy końca gazu kopalnego) oraz jego wagi w całej gospodarce. Takie podejście mogłoby się znaleźć w strategii niskoemisyjnej do 2050 r., którą zgodnie z regulacjami unijnymi Polska miała przedstawić do końca 2019 r. (równoległe do *Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030*), ale która nie została przyjęta.

Tymczasem w dobie obaw o pogłębienie się kryzysu na europejskim rynku gazu taki drogowskaz wykorzystania tego surowca jest potrzebny, i to nie tylko z uwagi na burzliwy i trudny rok. Jeszcze przed kryzysem i wojną w Ukrainie widać było, że docelowa ścieżka transformacji ma wieść przez most gazowy, a sektory najbardziej uwęglone – elektroenergetyka i ciepłownictwo – po prostu mają się przestawić na gaz. Potwierdzeniem tego były prognozy zawarte w poprzednim planie rozwoju Gaz-Systemu na lata 2022–2031<sup>72</sup>.

Napaść Rosji na Ukrainę uwypukliła różne rodzaje ryzyka na rynku gazu – konieczność sprowadzania większości tego surowca z zagranicy, często z krajów niestabilnych, które mogą wykorzystywać ten surowiec jako instrument polityczny. To ryzyko zmaterializowało się w ubiegłym roku, gdy Rosja jednostronnie i z naruszeniem obowiązujących kontraktów wstrzymała dostawy gazu do Polski oraz innych krajów Unii Europejskiej.

Na postrzeganie gazu ziemnego wpłynęły także gwałtowne wzrosty jego cen obserwowane od drugiej połowy 2021 r. Rekordowe notowania gaz osiągnął w sierpniu 2022 r. Te wysokie ceny gazu (w połączeniu z wieloma innymi czynnikami) spowodowały bezprecedensowe wzrosty cen energii elektrycznej na rynkach unijnych. Niepewność na rynku gazu ziemnego, wynikająca z wciąż niewystarczającej podaży surowca oraz zmienności cen, będzie w średnim terminie istotną cechą tego rynku.

W tej chwili rewidowana jest *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.* Gaz-System powtórnie przedstawił scenariusze rozwoju rynku gazu, przewidując w nich załamanie popytu w najbliższych latach. Zapotrzebowanie na gaz ma się jednak odbudować i przyspieszać od połowy lat 20., choć do poziomów niższych niż w scenariuszach sprzed wojny, tj. do około 27 mld m<sup>3</sup> rocznie. Mimo że w strategicznych dokumentach widać zmianę, to takie podejście jest niewystarczające. Dlatego rekomendujemy następujące działania:

1. Konieczne jest ujęcie roli gazu z perspektywy całej gospodarki – tylko wówczas można przeprowadzić całościową ocenę zapotrzebowania na ten surowiec i jego podaży.
2. Z naszych analiz wynika, że ograniczenie konsumpcji błękitnego paliwa w Polsce będzie wymagać przyjęcia strategii sektorowych:

Rysunek 5. Możliwe zmiany roli gazu w poszczególnych sektorach



Źródło: opracowanie własne.

3. Gaz ziemny musi zostać ujęty w dokumentach strategicznych całościowo; w taki sposób powinien być zmodyfikowany *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030*. Te dokumenty powinny być wyznacznikiem dla strategii niskoemisyjnej, którą wreszcie Polska powinna przyjąć.
4. Dopiero polityka wobec gazu ziemnego pozwoli zaplanować rozwój systemu gazowego, który w tej chwili opiera się na badaniach ankietowych i zainteresowaniu podmiotów chcących korzystać z tego paliwa<sup>73</sup>; jeśli uznajemy, że trzeba zarządzić rolą gazu ziemnego w gospodarce, to rozwój systemu powinien być funkcją celów krajowych.
5. Dostrzegając potrzebę zapewnienia dostaw gazu w warunkach trwałej rezygnacji z kierunku rosyjskiego, zwracamy uwagę na konieczność dostosowania rozbudowy infrastruktury importowej do obniżania prognoz zużycia tego surowca. Niedostosowanie przyszłego popytu na LNG do terminali odbioru gazu może skutkować niewykorzystaniem ich zdolności.
6. Jednocześnie działania na rzecz systemowego oszczędzania gazu ziemnego stają się elementem polityki energetycznej UE (por. przedłużenie dobrowolnego mechanizmu oszczędzania gazu na poziomie 15% do końca marca 2024 r.), a wiele krajów europejskich deklaruje ograniczanie konsumpcji gazu i wsparcie alternatywnych technologii. Polska, która nie wprowadziła systemowych zachęt do oszczędzania tego surowca, powinna rozpocząć pracę nad takimi mechanizmami.

Wyniki naszej analizy zostały zaprezentowane na wykresie 31. W okresie przejściowym gaz będzie odgrywał rolę paliwa pomostowego, ale jego znaczenie już w latach trzydziestych może zacząć spadać – odmiennie do prognoz przyjmowanych przed 2022 r. Ważną pozycję w procesie transformacji energetycznej i zmniejszania konsumpcji gazu ziemnego zajmie wiele technologii, w tym największą biometan – tożsamy z gazem ziemnym. Biometan może być używany wszędzie tam, gdzie obecnie stosowany jest gaz ziemny. Dlatego w niniejszym raporcie nie przypisujemy go do konkretnego sektora, ale zakładamy, że jego wykorzystanie w gospodarce obniża zapotrzebowania na gaz ziemny. Na wykresie 2 prezentujemy porównanie wyników naszej analizy, która pokazuje możliwe do osiągnięcia zmiany znaczenia gazu ziemnego w perspektywie do 2035 r. na tle prognoz Gaz-Systemu.

41

Wyniki naszych analiz pokazują, że Polska ma szansę, żeby do 2035 r. ograniczyć zużycie gazu ziemnego oraz zbilansować zapotrzebowanie z dostawami tego surowca (z pominięciem importu gazu rosyjskiego).

Wykres 32. Porównanie zapotrzebowania na gaz ziemny oraz możliwości importowych (mld m<sup>3</sup>)

	2025	2030	2035
Zapotrzebowanie na gaz ziemny i biometan (Forum Energii)	23,02	24,94	18,71
Zapotrzebowanie na gaz ziemny (Forum Energii)	23,02	23,34	16,31
Zdolności importowe (bez kierunku rosyjskiego) oraz wydobyte krajowe	23,7	35,7	35,7

Uwaga: uwzględniono plany rozbudowy mocy terminala LNG w Świnoujściu (do 8,3 mld m<sup>3</sup>) oraz nowe inwestycje w terminalach FSRU i FSRU 2 (o mocy po 6 mld m<sup>3</sup>). Pominięto import z kierunków wschodniego oraz niemieckiego, z którego przed wstrzymaniem dostaw przez Rosję do Niemiec płynął także gaz eksportowany przez gazociąg Nord Stream. W rzeczywistości kierunek niemiecki zapewnia dodatkowe możliwości odbioru gazu ziemnego z rynku unijnego.

Źródło: opracowanie własne.



## Literatura

1. Adamczewski T., Jędra M., *Zielone gazy. Biometan i wodór w Polsce*, Forum Energii, czerwiec 2021 r., <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/zielone-gazy> oraz *Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększenia Odporności*, Warszawa, czerwiec 2022 r. <https://www.funduszeuropejskie.gov.pl/media/109762/KPO.pdf>.
2. Agora Energiewende, *Regaining Europe's Energy Sovereignty*, 2022, [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021\\_07\\_EU\\_GEXIT/253\\_Regaining-Europes-Energy-Sovereignty\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_07_EU_GEXIT/253_Regaining-Europes-Energy-Sovereignty_WEB.pdf).
3. Aurora Energy Research, *Renewable hydrogen imports could compete with EU production by 2030*, 24 January 2023, <https://auroraer.com/media/renewable-hydrogen-imports-could-compete-with-eu-production-by-2030/>.
4. Borkowski M., Gawlikowska-Fyk A., *Jak Polska może osiągnąć zwiększone cele redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2030 r.*, Forum Energii, 2020, file:///C:/Users/a.gawlikowska-fyk/Downloads/raport\_cel%2055%20proc%20Forum%20Energii.pdf/.
5. Bronk L., Magulski R., *Elastyczność krajowego systemu elektroenergetycznego. Diagnoza, potencjał, rozwiązania*, Forum Energii, luty 2019 r., <https://www.forum-energii.eu/public/upload/articles/files/Elastyczno%C5%9B%C4%87%20KSE.pdf>.
6. Client Earth, *Sieci – wąskie gardło polskiej transformacji energetycznej*, lipiec 2022 r., <https://www.clientearth.pl/media/5wgbrffy/2022-07-19-raport-sieci-w%C4%85skie-gard%C5%82o-polskiej-transformacji-energetycznej.pdf>.
7. Council of the European Union, *Communication on the Written Procedure*, CM 4101/22, Brussels, 5 August 2022, <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/CM-4101-2022-INIT/x/pdf>.
8. Council of the EU, *"Fit for 55": Council agrees on higher targets for renewables and energy efficiency*, Press release, 27 June 2022, <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/06/27/fit-for-55-council-agrees-on-higher-targets-for-renewables-and-energy-efficiency/>.
9. Council of the EU, *Council and Parliament reach provisional deal on renewable energy directive*, Press release, 30 March 2023, <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/03/30/council-and-parliament-reach-provisional-deal-on-renewable-energy-directive/>.
10. Danish Energy Agency, *Technology descriptions and projections for long-term energy system planning*, February 2023, [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology\\_data\\_catalogue\\_for\\_el\\_and\\_dh.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_el_and_dh.pdf).
11. Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych, *Gaz zakładnikiem geopolityki. Wykorzystanie gazu ziemnego na cele energetyczne w Unii Europejskiej w aspekcie oddziaływania czynników geopolitycznych*, grudzień 2022 r.
12. Dusiło M., *Bloki 200 MW – na emeryturę czy do pracy*, 8.11.2022, <https://www.forum-energii.eu/pl/blog/bloki-200-mw>.
13. Dusiło M., *Transformacja energetyczna w Polsce*. Edycja 2023, Forum Energii, kwiecień 2023 r., <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/transformacja-2023>.
14. European Commission, *Technical assistance services to assess the energy savings potentials at national and European Level. Member State Annex Report*, 2021, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/511bb328-f8b9-11eb-b520-01aa75ed71a1/language-en>.
15. European Council, *Infographic – Where does the EU's gas come from?*, <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/eu-gas-supply/>.
16. Eurostat, *EU gas consumption decreased by 17.7%*, <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/DDN-20230419-1>.
17. Financial Post, *More oil and gas price volatility in 2023 to keep producers focused on shareholder returns*, styczeń 2023 r., <https://financialpost.com/commodities/energy/oil-gas/oil-gas-price-volatility-2023-producers-shareholder-returns>.

18. Forum Energii, *Kreml zakręca kurek? Wykluczmy gaz i węgiel z gospodarstw domowych*, kwiecień 2022 r., <https://www.forum-energii.eu/pl/blog/ogrzewnictwo-wegiel-gaz>.
19. Forum Energii, *Polska neutralna klimatycznie 2050. Elektryfikacja i integracja sektorów*, czerwiec 2020 r., <https://www.forum-energii.eu/public/upload/articles/files/analiza%20-%20Polska%202050%20neutralna%20klimatycznie.pdf>.
20. Gawlikowska-Fyk A., Borkowski M., *Jak Polska może osiągnąć zwiększone cele redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2030 r.*, Forum Energii, 2020, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/analiza-55ghg>.
21. Gaz-System, *GAZ-SYSTEM zaprasza do udziału w ankietowym badaniu rynku*, <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-mediow/komunikaty-prasowe/2022/grudzien/07-12-2022-gaz-system-zaprasza-do-udzialu-w-ankietowym-badaniu-rynku.html>.
22. Gaz-System, *Krajowy dziesięcioletni plan rozwoju systemu przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2022-2031. Część A. Wyciąg*, Warszawa, październik 2021 r., <https://www.gaz-system.pl/dam/jcr:8dfb8bfc-c33d-4107-95a4-16efc89f0ab9/krajowy-plan-rozwoju-gaz-system-2022-2031.pdf>.
23. Gaz System, *Krajowy dziesięcioletni plan rozwoju systemu przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2024-2033, Część A. Wyciąg do konsultacji*, Warszawa, luty 2023 r., <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/konsultacje-z-rynkiem/aktualne-konsultacje.html>.
24. Gram w Zielone, *Biogaz i biometan sposobem na niezależność energetyczną*, wrzesień 2022 r., <https://www.gramwzielone.pl/bioenergia/108880/biogaz-i-biometan-sposobem-na-niezaleznosc-energetyczna>.
25. GUS, *Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2020 i 2021*, Warszawa 2022, <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/gospodarka-paliwowo-energetyczna-w-latach-2020-i-2021,4,17.html>.
26. GUS, *Pojęcia stosowane w statystyce publicznej*, <https://stat.gov.pl/metainformacje/sloownik-pojec/pojecia-stosowane-w-statystyce-publicznej/755,pojecie.html>.
27. IEA, *Gas Market Report, Q1-2023*, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c6ca64dc-240d-4a7c-b327-e1799201b98f/GasMarketReportQ12023.pdf>.
28. IEA, *Gas Market Report, Q3- 2022*, lipiec 2022 r., <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q3-2022>.
29. Jędra M., Adamczewski T., *Zielone gazy. Biometan i wodór w Polsce*, Forum Energii, czerwiec 2021 r., <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/zielone-gazy-oraz-Krajowy-Plan-Odbudowy-i-Zwiekszenia-Odpornosci>, Warszawa, czerwiec 2022 r., <https://www.funduszeuropejskie.gov.pl/media/109762/KPO.pdf>.
30. Komisja Europejska, *Oszczędzanie gazu na bezpieczną zimę*, Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Bruksela, 20.7.2022 r., COM(2022) 360 final.
31. Komisja Europejska, *Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu*, Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego i Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, COM(2020) 301 final, 8.7.2020, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301&from=IT>.
32. Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa, *Rejestr wytwórców biogazu rolniczego*, <https://www.kowr.gov.pl/uploads/pliki/oze/biogaz/Rejestr%20wytw%C3%B3rc%C3%B3w%20biogazu%20rolniczego%20z%20dnia%2002.03.2023%20r..pdf>.
33. *Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększenia Odporności*, Warszawa, czerwiec 2022 r., <https://www.funduszeuropejskie.gov.pl/media/109762/KPO.pdf>.

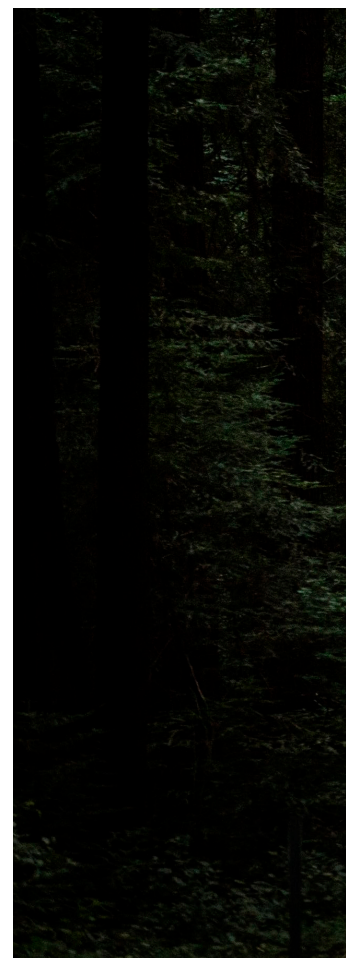
34. PSPA, *Licznik Elektromobilności: znaczny wzrost liczby rejestracji samochodów elektrycznych po trzech kwartałach 2022 r.*, październik 2022 r., <https://pspa.com.pl/2022/informacja/licznik-elektromobilnosci-znaczny-wzrost-liczby-rejestracji-samochodow-elektrycznych-po-trzech-kwartalach-2022-r/>.
35. Magulski R., Bronk L., *Elastyczność krajowego systemu elektroenergetycznego. Diagnoza, potencjał, rozwiązania*, Forum Energii, luty 2019 r., <https://www.forum-energii.eu/public/upload/articles/files/Elastyczno%C5%9B%C4%87%20KSE.pdf>.
36. Międzynarodowa Agencja Energii, *Polska 2022. Przegląd Polityki Energetycznej*, [https://iea.blob.core.windows.net/assets/c32bc33d-af02-4a71-b915-3ba5453ef6c3/Poland2022\\_Fullreport\\_Polish.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/c32bc33d-af02-4a71-b915-3ba5453ef6c3/Poland2022_Fullreport_Polish.pdf).
37. Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Polityka Energetyczna Polski do 2040*, luty 2021 r., <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski-do-2040-r-przyjeta-przez-rade-ministrow>.
38. Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Polska Strategia Wodorowa do roku 2030*, październik 2021 r., <https://www.gov.pl/web/klimat/polska-strategia-wodorowa-do-roku-2030>.
39. Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw*, <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12357005>.
40. PAP, *W Rybniku powstanie największa elektrownia gazowa w Polsce. Dla PGE zbuduje ją Polimex Mostostal i Siemens Energy*, styczeń 2023 r., <https://www.pap.pl/aktualnosci/news%2C1520736%2Cw-rybniku-powstanie-najwieksza-elektrownia-gazowa-w-polsce-dla-pge-zbuduja>.
41. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, *Potencjał morskiej energetyki wiatrowej w Polsce. Kompleksowa analiza możliwości rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w polskich obszarach morskich*, 11/2022; [https://konferencja-offshore.pl/wp-content/uploads/2022/11/FarmyMorskie\\_RaportShort\\_Prev.pdf](https://konferencja-offshore.pl/wp-content/uploads/2022/11/FarmyMorskie_RaportShort_Prev.pdf).
42. Port PC, *2022 – rok pomp ciepła w Polsce*, <https://portpc.pl/port-pc-2022-rok-pomp-ciepła-w-polsce/>.
43. PSE, *Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032*, listopad 2022 r., <https://www.pse.pl/documents/20182/291785a3-7832-4cb6-a5ae-971d29024b82>.
44. Rada Europejska, *„Gotowi na 55”: Rada uzgadnia wyższe cele dla źródeł odnawialnych i efektywności energetycznej*, czerwiec 2022 r., <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/06/27/fit-for-55-council-agrees-on-higher-targets-for-renewables-and-energy-efficiency/>.
45. Royston S. and others, *Masters of the machinery: The politics of economic modelling within European Union energy policy*, „Energy Policy” 173 (2023) 113386, [https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=4212105](https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4212105).
46. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010, Dz. Urz. UE L 280, 28.10.2017.
47. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/851 z dnia 19 kwietnia 2023 r. w sprawie zmiany rozporządzenia (UE) 2019/631 w odniesieniu do wzmocnienia norm emisji CO2 dla nowych samochodów osobowych i dla nowych lekkich pojazdów użytkowych zgodnie z ambitniejszymi celami klimatycznymi Unii, Dz. Urz. UE OJ L 110, 25.4.2023, s. 5–20.
48. URE, *Charakterystyka rynku paliw gazowych*, czerwiec 2022 r., <https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/charakterystyka-rynku/10373,2021.html>.
49. URE, *Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2020–2034*, 2022, <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/9532,Odchodzimy-od-dyspozycyjnych-i-sterowalnych-mocy-Niezbedne-bedzie-zabezpieczenie.html/>.
50. URE, *Informacja w sprawie zasad realizacji obowiązku pozyskania i umorzenia świadectw efektywności energetycznej lub wniesienia opłaty zastępczej za rok 2013*.

51. Ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, Dz. U. 2021, poz. 234, <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20210000234>.
52. WNP, *Gaz-System analizuje opłacalność dwóch pływających terminali gazowych FSRU*, <https://www.wnp.pl/gazownictwo/gaz-system-analizuje-oplalnosc-dwoch-plywajacych-terminali-gazowych-fsru,689061.html>.
53. WNP, *Rynek mocy będzie miał następcę. Anna Moskwa opowiada nam o nowych planach*, <https://www.wnp.pl/energetyka/rynek-mocy-bedzie-mial-nastepce-anna-moskwa-opowiada-nam-o-nowych-planach,688607.html>, WNP, 15-03-2023.
54. Wysokie Napięcie, *Pierwsze biometanownie w Polsce wyprodukują paliwo dla ciężarówek*, <https://wysokienapiecie.pl/79075-biometanownia-ornenu-biolng/>.





Minął czas na gaz?  
Co Polska może zrobić,  
aby zmniejszyć zużycie  
gazu ziemnego w gospodarce



FORUM ENERGII  
ul. Wspólna 35/10, 00-519 Warszawa  
NIP: 7010592388, KRS: 0000625996, REGON: 364867487

[www.forum-energii.eu](http://www.forum-energii.eu)