



Forum  
Energii

Analizy i dialog



# Zielone gazy

Biometan i wodór w Polsce

Forum Energii to think tank działający w obszarze energetyki. Naszą misją jest tworzenie fundamentów efektywnej, bezpiecznej, czystej i innowacyjnej energetyki w oparciu o dane i analizy.

Wszystkie analizy Forum Energii są udostępniane nieodpłatnie i mogą być powielane pod warunkiem wskazania źródła i autorów.

#### AUTORZY

Tobiasz Adamczewski – Forum Energii

Michał Jędra – Forum Energii

#### REDAKCJA

Julia Zaleska

#### OPRACOWANIE GRAFICZNE

Karol Koszniec

#### ZDJĘCIE

Unsplash.com

#### DATA PUBLIKACJI

czerwiec 2021

## SPIS TREŚCI

Wstęp (dr Joanna Maćkowiak-Pandera)	
1. Najważniejsze wnioski	3
2. Wprowadzenie	5
3. Biometan	7
3.1. Technologie i koszt wytwarzania	7
3.1.1. Biometan z fermentacji beztlenowej	7
3.1.2. Biometan ze zgazowania termicznego	8
3.2. Potencjał biometanu w Polsce	9
3.3. Wykorzystanie biometanu w 2030 i 2050 r.	10
3.4. Przesyłanie biometanu	12
4. Wodór	13
4.1. Technologie i koszt wytwarzania	13
4.2. Potencjał zielonego wodoru w Polsce	15
4.3. Wykorzystanie wodoru w 2030 i 2050 r.	16
4.4. Przesyłanie wodoru	18
4.5. Dlaczego wodór z gazu ziemnego nie jest najlepszą opcją dla Polski?	19
5. Potencjał zapotrzebowania i wytwarzania biometanu i wodoru według sektorów w 2050 r.	20
6. Rekomendacje	24
7. Załączniki	26
7.1. Zapotrzebowanie	26
7.1.1. Zapotrzebowanie na niskoemisyjne gazy w 2030 i 2050 r. w elektroenergetyce	26
7.1.2. Zapotrzebowanie na niskoemisyjne gazy w 2030 i 2050 r. w ciepłownictwie	27
7.1.3. Zapotrzebowanie na niskoemisyjne gazy w 2030 i 2050 r. w transporcie	27
7.1.4. Zapotrzebowanie na niskoemisyjne gazy w 2030 i 2050 r. w przemyśle	31
7.2. Koszty	35
7.2.1. Koszt wytwarzania biometanu z fermentacji beztlenowej	35
7.2.2. Koszt wytwarzania biometanu z gazyfikacji termicznej	36
7.2.3. Koszt wytwarzania zielonego wodoru	36
7.2.4. Koszt wytwarzania niebieskiego wodoru	38
7.3. Elektroliza i pozyskiwanie energii z wodoru	39
7.4. Moce konieczne do pełnego pokrycia zapotrzebowania na wodór w polskiej gospodarce	41
Literatura	42

## Wstęp

Wścig po zielone gazy w Unii Europejskiej i na świecie rozpoczął się na dobre. Na razie większość krajów jest jeszcze na tym samym, początkowym etapie. Na horyzoncie widać kres paliw kopalnych. Dla Polski jest to duże wyzwanie, ale też szansa na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego i redukcję kosztów związanych z emisją CO<sub>2</sub>. Ważne będą więc kolejne kroki i strategia wykorzystania niskoemisyjnych gazów.

Kluczowe znaczenie dla Polski będą miały biometan oraz zielony wodór pozyskiwany dzięki odnawialnym źródłom energii. Oznacza to potrzebę zrewidowania strategii rozwoju OZE. Istotne jest też określenie wykorzystania tych gazów w poszczególnych sektorach gospodarki. Z naszej analizy wynika, że największy potencjał zielonych gazów wiąże się z przemysłem, ciepłownictwem systemowym i elektroenergetyką. Inne sektory, np. transport kołowy lub ogrzewnictwo, zdecydowanie łatwiej i taniej będzie zelektryfikować.

Jednym z wniosków wynikających z naszego raportu jest to, że potencjał produkcyjny zielonych gazów ma swoje limity. W przypadku wodoru ogranicza go np. przestrzeń, jaką możemy wykorzystać do budowy źródeł odnawialnych – elektrowni wiatrowych i słonecznych. Produkcja biometanu jest natomiast uzależniona od dostępu do surowców. Dla rozwoju zielonych gazów istotne będzie więc umiejętne sterowanie zarówno ich podażą, jak i popytem.

Zapotrzebowanie na zielone gazy będzie rosnąć wraz ze spadkiem cen wodoru i biometanu. Z drugiej strony, koszt ich wytworzenia zacznie spadać dopiero wtedy, gdy popyt wymusi efekt skali produkcji i zagwarantuje odbiór.

Sytuacja wymaga podjęcia strategicznych decyzji, które wyznaczą priorytetowe kierunki działań. Pierwszeństwo powinno mieć wsparcie wykorzystania zielonego wodoru w przemyśle – szczególnie w procesach, które trudno zelektryfikować, a także ze względu na rosnące ceny uprawnień do emisji. Jednocześnie biometan może uzupełniać zapotrzebowanie na gaz w systemie elektroenergetycznym, który musi być coraz bardziej elastyczny wraz z rozwojem źródeł odnawialnych.

2

Rozwój zielonych gazów będzie istotnym elementem dekarbonizacji polskiej gospodarki. Im szybciej zaczniemy rozwijać ich potencjał, tym bardziej zwiększymy szanse przemysłu i energetyki na uniknięcie ponoszenia wysokich kosztów emisji, stworzymy łańcuchy wartości i wpisujemy się w globalny trend transformacji niskoemisyjnej.

Życzę ciekawej lektury.

**dr Joanna Maćkowiak-Pandera**  
Prezeska Forum Energii

## 1. Najważniejsze wnioski

- W 2050 r. polska gospodarka będzie potrzebowała paliw gazowych lub płynnych by zaspokoić potrzeby energetyczne. Szacuje się, że zapotrzebowanie to sięgnie ok. 220 TWh i może stanowić 30% zapotrzebowania na energię finalną.
- Osiągnięcie neutralności klimatycznej będzie wymagało odejścia od paliw kopalnych. Ten trend jest widoczny już teraz, a w kolejnych latach będzie się tylko nasilał. W procesie dekarbonizacji kluczowe staną się niskoemisyjne gazy. Najważniejsze z nich to **biometan** oraz **wodór**.
- Techniczny potencjał produkcji biometanu wynosi 107 TWh, a jego realne wykorzystanie do 2050 r. może wynieść 91 TWh. Do 2030 r. wykorzystanie biometanu może osiągnąć ok. 57 TWh.
- Biometan może być produkowany z biogazu powstałego w procesie fermentacji beztlenowej oraz poprzez gazyfikację biomasy. Produkcja biogazu pełni istotną rolę w gospodarce obiegu zamkniętego, ponieważ wykorzystuje odpady organiczne z produkcji rolnej, oczyszczalni ścieków i przetwórstwa żywności. Gazyfikacja biomasy drzewnej może natomiast napotkać barierę konkurencji o surowiec, szczególnie uwzględniając konieczność pozyskiwania biomasy w sposób zrównoważony.
- Ilość biometanu, którą można wytworzyć w Polsce, jest niewystarczająca, by pokryć zapotrzebowanie na niskoemisyjne gazy w krajowej gospodarce. Dlatego istotny jest równoległy rozwój produkcji wodoru.
- Wodór może być produkowany z węgla i gazu lub z wykorzystaniem energii elektrycznej w procesie elektrolizy. Z perspektywy bezpieczeństwa energetycznego, rozwoju technologicznego oraz osiągnięcia neutralności klimatycznej – znaczenie strategiczne dla Polski będzie miał zielony wodór, pochodzący z elektrolizy zasilanej energią z OZE.
- Możliwości wytwarzania zielonego wodoru są powiązane z ilością zainstalowanych mocy OZE oraz realnych nadwyżek produkcji energii. W scenariuszu dalszego rozwoju źródeł odnawialnych do 2030 r., Polska będzie mogła produkować 1,8 TWh zielonego wodoru. Uwzględniając obecny rozwój technologii, w 2050 r. potencjał wytwórczy tego gazu wyniesie 36 TWh. Zapotrzebowanie będzie jednak znacznie większe i sięgnie 129 TWh.
- Zarówno biometan, jak i wodór stanowią zamienniki dla gazu ziemnego, ropy i węgla. Potencjał wykorzystania biometanu jest większy w krótszej perspektywie, ponieważ nie wymaga daleko idących zmian infrastrukturalnych. Biometan może być wtłaczany do istniejącej sieci gazowej i wykorzystywany m.in. w ciepłownictwie, elektroenergetyce i transporcie. Strategicznym odbiorcą zielonego wodoru w krótkiej perspektywie mógłby być przemysł, w szczególności branża chemiczna i petrochemiczna. Zielony wodór pomógłby też w ograniczaniu kosztów zakupu coraz droższych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.
- Rozwój produkcji niskoemisyjnych gazów wymaga stworzenia systemów wsparcia, np. kontraktów różnicowych na zakup zielonego wodoru oraz taryf gwarantowanych dla produkcji biometanu.
- Konieczne jest opracowanie strategii wykorzystania wodoru w różnych sektorach gospodarki. Ze względu na wysoką energochłonność produkcji zielonego wodoru, istotne będzie kierowanie się zasadą pierwszeństwa dla efektywności energetycznej.
- Wodór powinien być wykorzystywany do dekarbonizacji sektorów, które trudno zelektryfikować (np. przemysł i lotnictwo). W pozostałych sektorach gospodarki kluczowa stanie się elektryfikacja, a niskoemisyjne gazy będą pełnić rolę uzupełniającą.
- Rozwój zielonego wodoru będzie wiązał się z weryfikacją obecnej strategii rządowej wobec odnawialnych źródeł energii. Konieczne będzie znaczne przyspieszenie inwestycji w nowe moce OZE.
- Biorąc pod uwagę zapewnienie płynności rynku oraz szybko rosnące zapotrzebowanie na wodór, w przyszłości ważne jest inwestowanie w infrastrukturę przesyłową. Kluczowe jest to, aby Polska zagwarantowała sobie udział w łańcuchach dostaw, sieciach przesyłowych i wykorzystwała swój potencjał magazynowania wodoru, co jest istotne z perspektywy bezpieczeństwa energetycznego oraz zachowania płynności i konkurencyjności rynku.

### Czym są gazy niskoemisyjne?

Niskoemisyjne gazy są nośnikami energii – zamiennikami dla paliw kopalnych, których wytwarzanie i eksploatacja nie prowadzą do znaczących emisji gazów cieplarnianych. Ich wartość energetyczna jest ważnym wskaźnikiem w analizach porównawczych. Powszechnie używaną jednostką wolumenu wodoru jest kilogram. Jednakże, aby porównać zapotrzebowanie, koszt i wydajność wodoru z biometanem, w opracowaniu tym ich wartość energetyczną przedstawiono w MWh.

Rodzaje gazów niskoemisyjnych i sposoby ich pozyskiwania:

**Biometan** – jest uszlachetnioną formą biogazu pochodzącego z fermentacji beztlenowej materii organicznej lub gazyfikacji biomasy drzewnej.

**Zielony wodór** – otrzymywany podczas elektrolizy zasilanej energią elektryczną z odnawialnych źródeł energii (w procesie tym następuje podział wody na tlen i wodór) lub pozyskiwany z biogazu/biometanu w postaci biowodoru.

**Fioletowy wodór** – otrzymywany podczas elektrolizy zasilanej energią elektryczną elektrowni atomowej.

**Szary wodór\*** – otrzymywany podczas reformingu parowego gazu ziemnego (uzyskiwanie wodoru z metanu i pary wodnej) lub ze zgazowania węgla.

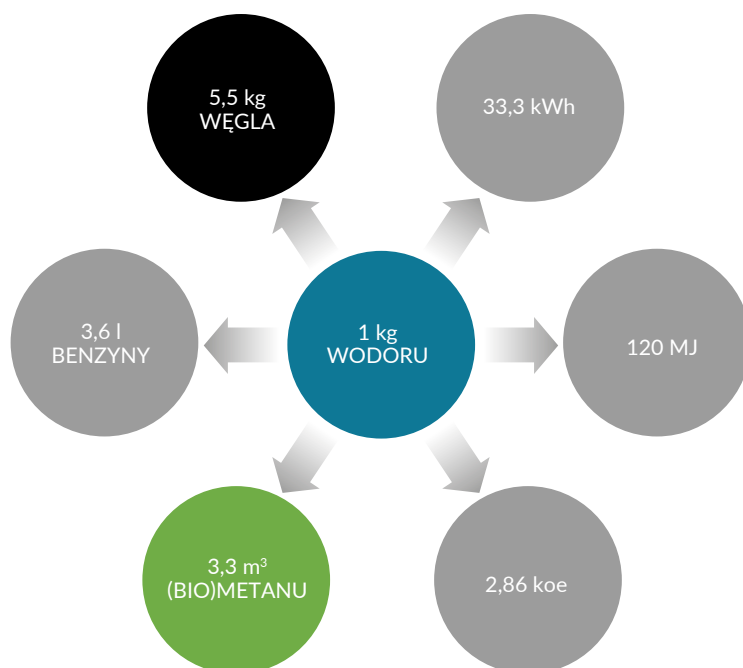
**Niebieski wodór** – szary wodór pozyskany z gazu ziemnego, podczas produkcji którego dwutlenek węgla został wychwycony i zmagazynowany.

\*Szary wodór nie jest gazem niskoemisyjnym.

4

Rysunek 1 pokazuje równowartość 1 kg wodoru w stosunku do węgla kamiennego, benzyny, (bio)metanu oraz wartość opałową wodoru w kilowatogodzinach (kWh), megadžulach (MJ) i kilogramach oleju ekwiwalentnego (koe).

Rysunek 1. Równowartość energetyczna 1 kg wodoru



Źródło: opracowanie własne na podstawie Engineering ToolBox, Fuels – Higher and Lower Calorific Values, [https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d\\_169.html](https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html).



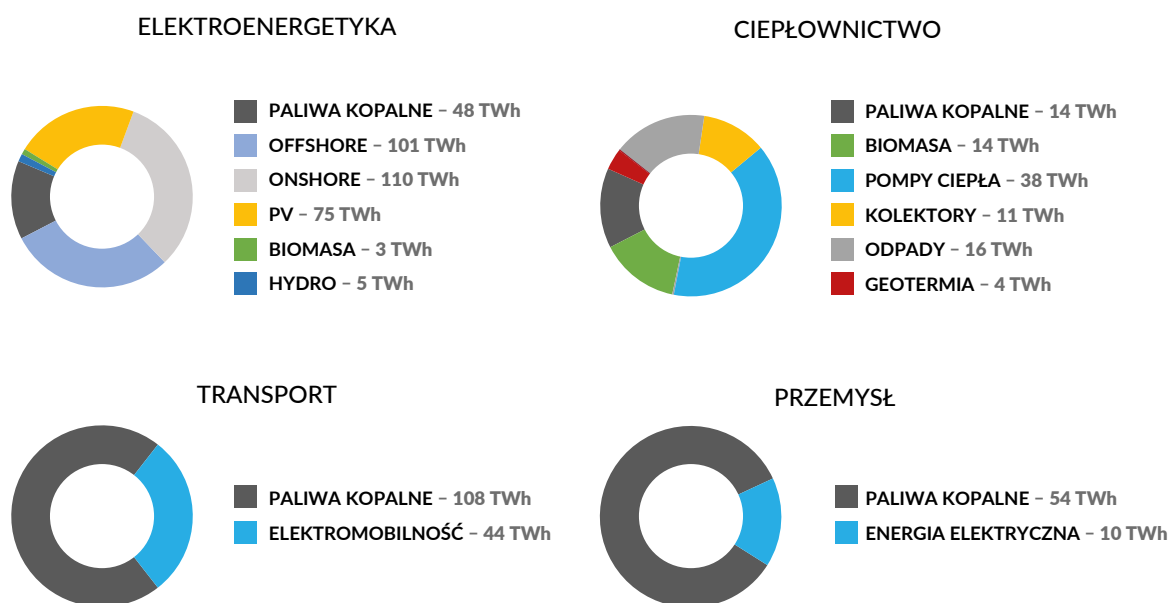
## 2. Wprowadzenie

Transformacja polskiej gospodarki w kierunku neutralności klimatycznej może przynieść wiele korzyści, jeżeli zostanie dobrze zaplanowana. Stanowi szansę na zwiększenie niezależności energetycznej i drastyczne zmniejszenie importu ropy, gazu ziemnego i węgla kamiennego<sup>1</sup>. Jest to także szansa na wyeliminowanie smogu i emisji gazów cieplarnianych. Osiągnięcie neutralności klimatycznej będzie przede wszystkim wymagało poprawy efektywności energetycznej budynków, transportu oraz przemysłu. Jednocześnie niezbędne będą łączenie i elektryfikacja sektorów, żeby uzyskać efekt synergii poprzez przewidywanie i odpowiednie planowanie zapotrzebowania na energię.

Jednak nawet efektywna energetycznie gospodarka z połączonymi i zelektryfikowanymi sektorami, nadal prawdopodobnie w perspektywie 30 lat będzie potrzebowała paliw w postaci płynnej lub gazowej.

Z dotychczasowych scenariuszy dekarbonizacji gospodarki wynika, że zapotrzebowanie na te nośniki energii nadal będzie pokrywane przez paliwa kopalne<sup>2</sup>, co pokazują wykresy na rysunku 2.

Rysunek 2. Struktura zużycia energii finalnej w czterech sektorach w 2050 r.



\* Przemysł obejmuje jedynie cztery sektory: produkcję amoniaku, produkcję etylenu/propylenu, hutnictwo stali i rafinerie.

\*\* W analizie *Polska neutralna klimatycznie 2050* założono wyższą elektryfikację. W grupie transportu drogowego udział elektryfikacji pojazdokilometrów wyniósł ponad 97%. Na przedstawionym wykresie uwzględniono również transport lotniczy i morski. Źródło: opracowanie własne na podstawie raportu *Polska neutralna klimatycznie 2050* (Forum Energii, 2020, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/integracja-sektorow>) oraz założeń z załącznika 7.1.

1 Wartość importu ropy do Polski w 2019 r. wyniosła ok. 50 mld zł; źródło: Eurostat, *Crude oil imports by EU country including cost, insurance, and freight (2005–2019)*, 2020, [https://ec.europa.eu/energy/data-analysis/eu-crude-oil-imports\\_en?redir=1](https://ec.europa.eu/energy/data-analysis/eu-crude-oil-imports_en?redir=1). Wartość importu gazu do Polski w 2019 r. wyniosła ok. 11 mld zł; źródło: Urząd Regulacji Energetyki, *Średnie kwartalne ceny zakupu gazu ziemnego sprowadzanego z państw członkowskich UE lub z państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym*, 2015, <https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/ceny-wskazniki/7859,Srednie-kwartalne-ceny-zakupu-gazu-ziemnego-sprowadzanego-z-panstw-czlonkowskich.html>. Węgiel: zużycie 69 mln ton, produkcja 62 mln ton, dodatni import netto od 2016 r.; źródło: Główny Urząd Statystyczny, *Energia 2020*, 2020, <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/energia-2020-folder,1,8.html>.

2 W analizie *Polska neutralna klimatycznie 2050* przedstawiliśmy różne scenariusze transformacji energetycznej w trzech sektorach: ciepłownictwie, elektroenergetyce i transporcie. Scenariusz, w którym niemal całkiem odchodzimy od paliw kopalnych był najbardziej korzystny nie tylko ze względu na ochronę klimatu, ale i z punktu widzenia ekonomiki. Niniejsza analiza zapotrzebowania na niskoemisyjne i odnawialne gazy opiera się na scenariuszu łączenia sektorów, w którym nie są uwzględnione CCS (ang. *Carbon Capture and Storage* – wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla) czy energetyka jądrowa. Wynika to z optymalizacji kosztowej na podstawie wcześniejszej analizy raportu *Polski sektor energetyczny 2050. 4 scenariusze*.

Jeżeli nie podejmiemy działań, w 2050 r. nadal może występować zapotrzebowanie na paliwa kopalne.

Można jednak z powodzeniem zastąpić je nośnikami energii neutralnymi dla klimatu, czyli biometanem i wodorem wytwarzanymi ze źródeł odnawialnych. Biometan i wodór mogą służyć jako zamienniki:

- ropy w transporcie ciężkim, gdzie napędy elektryczne nie są optymalne ze względu na ciężar akumulatorów,
- gazu ziemnego w ciepłownictwie systemowym,
- węgla i gazu ziemnego w systemie elektroenergetycznym jako element bilansowania systemu przez jednostki OCGT (turbiny gazowe pracujące w cyklu otwartym),
- szarego wodoru w przemyśle chemicznym, ropy w przemyśle petrochemicznym lub węgla w przemyśle hutniczym.

Wyżej wymienione zastosowania biometanu i wodoru jako paliw zastępujących węgiel oraz inne źródła emisyjne, zostały już dostrzeżone przez polski rząd. Powstał projekt strategii wodorowej<sup>3</sup> i podpisano także porozumienie dotyczące rozwoju biometanu<sup>4</sup>. Dokumenty te nie wskazują jednak w sposób strategiczny, jaką rolę zielone gazy będą odgrywały w dążeniu do neutralności klimatycznej Polski. Brakuje informacji o wielkości zapotrzebowania w kolejnych latach, a także o sposobie zaspokojenia tych potrzeb przez krajowy potencjał wytwórczy.

#### Cel i zakres raportu

W raporcie opisujemy sposób, koszt i potencjał wytwarzania biometanu i wodoru w latach 2030 i 2050. Następnie porównujemy potencjał wytwórczy tych gazów z potencjalnym zapotrzebowaniem w gospodarce. Na podstawie wyników tej analizy zostały przedstawione wnioski i rekomendacje.

W celu określenia potencjału zapotrzebowania oraz wytwarzania biometanu i wodoru raport wykorzystuje m.in. wyniki czterech opracowań:

- *Jak wypełnić lukę węglową? 43% OZE w 2030 roku* (Forum Energii) – raport sporządzony we współpracy z Instytutem Energetyki Oddział Gdańsk w 2020 r. pokazuje, jak może wyglądać miks elektroenergetyczny w Polsce w 2030 r., jeśli zostanie oparty głównie na OZE i gazie jako paliwie w jednostkach dyspozycyjnych. Raport bazuje na modelowaniu bilansu elektroenergetycznego.
- *Polska neutralna klimatycznie 2050. Elektryfikacja i integracja sektorów* (Forum Energii) – raport sporządzony z Navigant w 2020 r., wskazujący efekty ekonomiczno-środowiskowe łączenia sektorów poprzez ich elektryfikację i zwiększenia efektywności energetycznej w 2050 r. m.in. w wariantach 80% i 100% udziału OZE w miksie energetycznym.
- *Gas for Climate* (Navigant) – sporządzony w 2019 r. raport, wskazujący ścieżki rozwoju gospodarki wodorowej i wykorzystującej biometan w Unii Europejskiej.
- *Gas Decarbonisation Pathways 2020–2050* (Guidehouse) – raport z 2020 r. aktualizujący i rozszerzający raport *Gas for Climate* z 2019.

Niniejsza analiza korzysta częściowo z doradztwa firmy Guidehouse (Navigant) i ich prac zrealizowanych w ramach projektu *Gas for Climate*<sup>5</sup>. Powinna być postrzegana jako pierwsza próba przełożenia spostrzeżeń z debaty na szczeblu UE na realia polskie. Przedstawione w nim liczby należy traktować jako szacunkowe wartości, które jednak dają wyobrażenie o znaczeniu różnych scenariuszy rozwoju i wykorzystania zielonych gazów w Polsce.

3 Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Polska strategia wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r. – projekt*, 2021, <https://www.gov.pl/attachment/47841420-867b-4cec-a7d1-beeca70879d8>.

4 Minister Klimatu i Środowiska, *List intencyjny o ustanowieniu partnerstwa na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu oraz zawarcia porozumienia sektorowego*, 2020, <https://www.gov.pl/attachment/0637c539-89c9-4f32-b7cf-2a789605103e>.

5 Firma Navigant została w 2020 r. przejęta przez firmę Guidehouse. Raporty dostępne na stronie: <https://gasforclimate2050.eu/publications/>.



### 3. Biometan

#### 3.1. Technologie i koszt wytwarzania

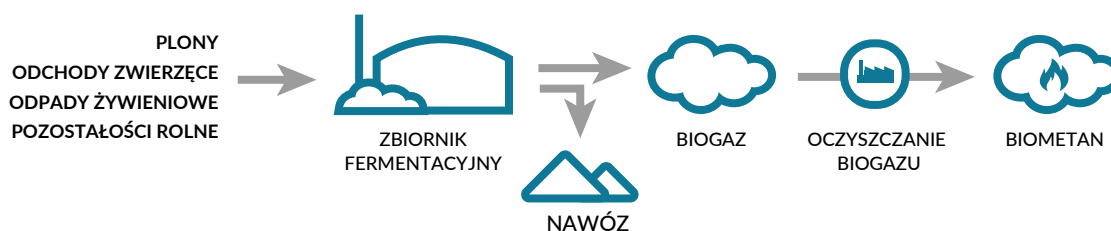
Biometan jest uszlachetnioną formą biogazu. Podczas gdy biogaz zawiera około 55% metanu (reszta to głównie CO<sub>2</sub>), biometan zawiera aż 97% metanu, dzięki czemu jego skład chemiczny jest prawie taki sam jak gazu ziemnego<sup>6</sup>. Istnieją dwie główne technologie produkcji biometanu:

1. Fermentacja beztlenowa z oczyszczaniem.
2. Zgazowanie termiczne biomasy.

##### 3.1.1. Biometan z fermentacji beztlenowej

Fermentacja beztlenowa jest szeroko stosowana do produkcji biogazu z biomasy rolnej, takiej jak słoma czy obornik zwierzęcy. Produkcja biogazu wiąże się z szeregiem procesów biologicznych, w których mikroorganizmy rozkładają materiał ulegający biodegradacji w środowisku beztlenowym. Tak uzyskany biogaz jest następnie uszlachetniany do biometanu poprzez usunięcie CO<sub>2</sub> w celu osiągnięcia wymaganego stężenia metanu w gazie. Produktem ubocznym produkcji biogazu jest poferment, który może być wykorzystany jako nawóz.

Rysunek 3. Schemat procesu fermentacji beztlenowej



7

Źródło: Navigant, *Gas for Climate*, 2019, s. 9, <https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2020/03/Navigant-Gas-for-Climate-The-optimal-role-for-gas-in-a-net-zero-emissions-energy-system-March-2019.pdf>.

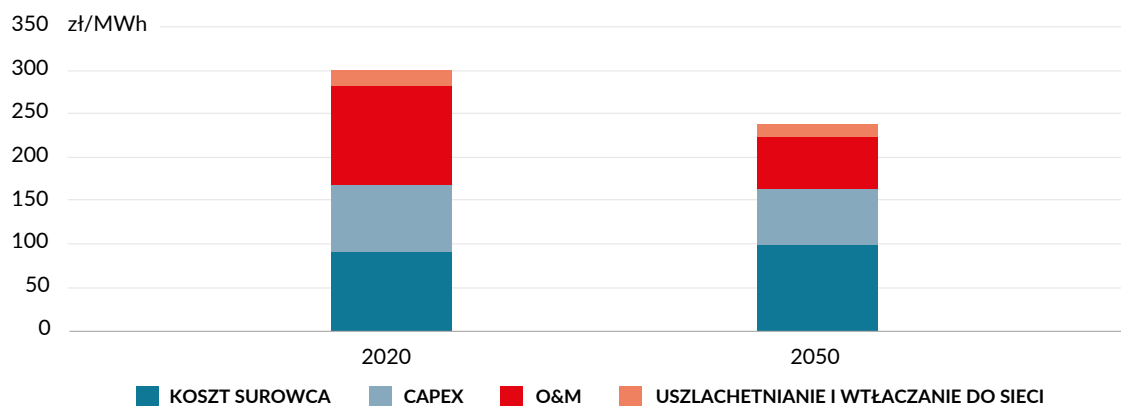
Koszt uzyskania biometanu w procesie fermentacji beztlenowej składa się z kosztu wytworzenia biogazu oraz z kosztu jego oczyszczenia, tak aby uzyskać parametry gazu ziemnego wymagane do przesyłania w sieci gazowej.

- Obecny koszt wytwarzania biometanu wynosi 303 zł/MWh.
- Ze względu na zakładane zwiększanie się skali produkcji, wielkość instalacji biogazowych i skoordynowany odbiór biometanu do większych instalacji oczyszczających biogaz, spodziewany jest spadek obecnego kosztu produkcji biometanu do 235 zł/MWh w 2050 r.

Koszty inwestycyjne (CAPEX) biogazowni i instalacji do oczyszczania biogazu różnią się znacznie w zależności od wielkości instalacji. Podczas gdy wydajność większości budowanych obecnie biogazowni mieści się w zakresie 100–250 m<sup>3</sup>/h, w przyszłości spodziewany jest wzrost wielkości biogazowni, co doprowadzi do spadku nakładów inwestycyjnych na jednostkę pozyskiwanego gazu.

Spadek kosztów produkcji biometanu z biogazu będzie wynikał z możliwości przyjmowania większego wolumenu biogazu do obróbki. Koszty eksploatacyjne (O&M) zarówno biogazowni, jak i instalacji do oczyszczania biogazu, również będą zależeć od skali – im większa instalacja, tym mniejszy koszt względem wolumenu produkcji. Natomiast wraz ze wzrostem liczby instalacji, wzrośnie też popyt na surowce, co przełoży się na ich wzrost cen.

Rysunek 4. Ewolucja średniego kosztu biometanu (fermentacja beztlenowa)



Źródło: opracowanie własne na podstawie założeń zawartych w załączniku 7.2.1.

### 3.1.2. Biometan ze zgazowania termicznego

Zgazowanie termiczne jest procesem termicznym, w którym biomasa drzewna i odpady są rozkładane w urządzeniu do ich zgazowania w podwyższonej temperaturze, przy użyciu kontrolowanej ilości tlenu oraz pary wodnej. Produktem gazyfikacji termicznej jest gaz syntezowy (syngaz), będący mieszaniną tlenu węgla, wodoru i CO<sub>2</sub>. Następnie, w procesie zwanym metanizacją, syngaz jest schładzany, oczyszczany i przetwarzany na biometan, CO<sub>2</sub> i wodę. Kolejnym krokiem jest usunięcie CO<sub>2</sub> oraz wody i uzyskanie czystego biometanu.

8

Rysunek 5. Schemat procesu gazyfikacji termicznej



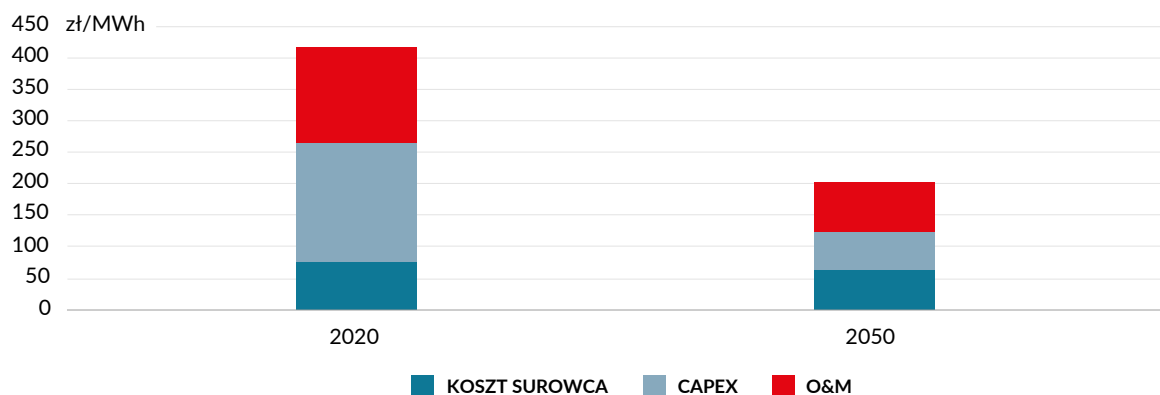
Źródło: Navigant, Gas..., op. cit., s. 9.

- Szacunkowy koszt biometanu produkowanego tą metodą wynosi 415 zł/MWh (bazując na kosztach instalacji demonstracyjnych).
- Zgazowanie termiczne nie jest rozpowszechnione w Europie.

Podobnie jak w przypadku produkcji biogazu, na koszt produkcji biometanu z gazyfikacji wpływać będą koszty inwestycyjne, eksploatacyjne i ceny surowca.

Prognozy wskazują, że koszt zgazowania termicznego spadnie w miarę rozwoju technologii. Szacuje się, że do 2050 r. będzie on niższy o 50% niż obecnie<sup>7</sup>. Na obniżenie tych kosztów będą miały wpływ dwa czynniki: zwiększenie wydajności wytwarzania i skala zastosowania.

Rysunek 6. Ewolucja średniego kosztu biometanu (gazyfikacja termiczna)



Źródło: opracowanie własne na podstawie założeń zawartych w załączniku 7.2.2.

### 3.2. Potencjał biometanu w Polsce

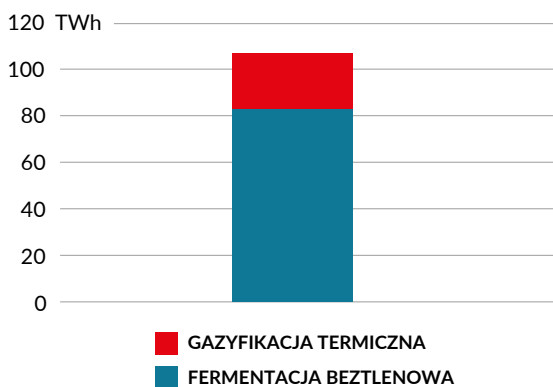
Potencjał wykorzystania biometanu jako źródła energii określają trzy czynniki:

1. Potencjał techniczny – ilość dostępnego substratu czy surowca do produkcji biogazu i biometanu.
2. Ekonomika produkcji – wraz z rozwojem sektora i krzywą uczenia się<sup>8</sup> koszty powinny spadać.
3. Ekonomika rynkowa – możliwości konkurencji z paliwami konwencjonalnymi, które miałyby zastąpić biometan.

Biorąc pod uwagę duży sektor rolniczy w Polsce, potencjał produkcji biometanu w procesie fermentacji beztlenowej jest znaczny. W badaniach Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu oszacowano go na 13,5 mld m<sup>3</sup> biogazu, z którego można wytworzyć 7,8 mld m<sup>3</sup> (83 TWh) biometanu<sup>9</sup>.

Szacunkowy potencjał produkcji biometanu w wyniku zgazowania w Polsce wynosi 24 TWh<sup>10</sup>. Należy jednak zauważyć, że wykorzystanie pozostałości leśnych do produkcji biometanu może stanowić bezpośrednią konkurencję dla innych zastosowań biomasy, np. dla rozbudowanego sektora produkcji mebli w Polsce lub wykorzystywania biomasy bezpośrednio do produkcji energii elektrycznej lub ciepłej.

Rysunek 7. Techniczny potencjał produkcji biometanu w Polsce



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z tabeli 1.

8 Przykładem krzywej uczenia się są spadki cen nowych instalacji fotowoltaicznych, dzięki zwiększaniu liczby ich instalacji; Science Direct, *Estimating the learning curve of solar PV balance-of-system for over 20 countries: Implications and policy recommendations*, 2018, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652618316652>.

9 J. Dach i in., *Potencjał biogazowy w Polsce - aktualne dane*, „Biomasa” 2018 r., nr 9(49), s. 40.

10 Navigant, *Gas...*, op. cit., s. 15.

Tabela 1. Potencjalne zasoby biomasy potrzebnej do wytwarzania biometanu

Biogaz	Gazyfikacja termiczna
<p>Potencjał biogazu oszacowano na 13,5 mld m<sup>3</sup> biogazu, w tym 7,8 mld m<sup>3</sup> (83 TWh) biometanu:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• obornik (ok. 90 M<sub>t</sub>),</li> <li>• słoma (8 M<sub>t</sub> ze zbóż i rzepaku oraz 4 M<sub>t</sub> z kukurydzy),</li> <li>• odpady z produkcji żywności i napojów oraz żywność przeterminowana lub zepsuta.</li> </ul>	<p>Potencjał gazyfikacji w Polsce oszacowano na 24 TWh, z czego:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 24% – odpady po gospodarowaniu zielonymi terenami,</li> <li>• 22% – gałęzie,</li> <li>• 21% – trzebież,</li> <li>• 33% – pozostałe (w tym drewno użytkowe).</li> </ul>

Źródła: biogaz – J. Dach i in., *Potencjał biogazowy w Polsce – aktualne dane*, „Biomasa” 2018 r., nr 9(49); gazyfikacja termiczna – Navigant, *Gas...*, op. cit., s. 104.

Obecnie bezpośrednią konkurencją dla biometanu jest gaz ziemny, którego cena wynosi w 40–120 zł/MWh<sup>11</sup> (cena biometanu: 303–415 zł/MWh).

Istniejące regulacje prawne powoli zmieniają dysproporcje konkurencyjności między tymi gazami. Jednak wsparcie dla biometanu, mimo jego strategicznego znaczenia, nadal nie pozwala na zwiększenie produkcji.

- Koszt wykorzystania gazu ziemnego w elektroenergetyce i ciepłownictwie systemowym zwiększa się po zakupie uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, które są coraz droższe. Mimo to, biometan nadal nie może konkurować z gazem ziemnym.
- Mimo systemu wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z biogazowni, nadal jednak nie ma kompleksowego wsparcia dla produkcji i włączania biometanu do sieci gazowej<sup>12</sup>.

10

Niezależnie od powyższych wyzwań, produkcja biometanu jest obecnie tańsza niż zielonego wodoru, którego wykorzystanie spełniałoby podobną funkcję w zastępowaniu paliw kopalnych. Dlatego do 2030 r. biometan będzie miał potencjalnie większy udział w miksie paliwowym niż wodór.

Rozwój tej technologii będzie jednak zależał od rzeczywistego usuwania barier konkurencji między biometanem a gazem ziemnym oraz od świadomego tworzenia popytu na biometan.

### 3.3. Wykorzystanie biometanu w 2030 i 2050 r.

Biometan jest produkowany z biogazu. Chociaż biogaz jest tańszy w produkcji niż biometan i może być wykorzystywany bezpośrednio do produkcji energii, to jednak jego dalsze przetwarzanie na biometan przynosi znacznie większe korzyści. Podczas gdy biogaz jest przydatny do produkcji lokalnego ciepła, na wielu obszarach wiejskich zapotrzebowanie nie jest wystarczające, aby utrzymać biogazownię. Tymczasem, dzięki przetworzeniu biogazu na biometan, można uzyskany gaz wprowadzić do sieci i przetransportować do obszarów o większym zapotrzebowaniu (np. systemy ciepłownicze), a także wykorzystać w instalacjach o wyższej sprawności (np. w jednostkach OCGT) lub w transporcie.

Bliskość sieci gazowej będzie miała duże znaczenie dla deweloperów projektów biometanowni. Produkcja biometanu rozwinie się najszybciej tam, gdzie możliwe będzie włączanie go do systemu dystrybucyjnego. Tę zależność należy uwzględnić w planowaniu inwestycji w sieci gazu ziemnego już teraz.

#### Elektroenergetyka

Biometan może być wykorzystywany w technologiach CCGT (turbiny gazowe pracujące w kogeneracji) lub OCGT (turbiny gazowe pracujące w cyklu otwartym), jako zamiennik lub część miksów paliw z gazem ziemnym.

<sup>11</sup> Towarowa Giełda Energii, <https://tge.pl/dane-statystyczne>.

<sup>12</sup> Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Dz.U. z 2015 poz. 478.

Według prognoz zapotrzebowanie na gaz ziemny w elektroenergetyce wyniesie 35 TWh w 2030 r.<sup>13</sup> Zakładając niższy koszt krańcowy spalania biometanu od gazu ziemnego (np. przez wysokie ceny uprawnień do emisji lub przez finansowe systemy wsparcia produkcji biometanu), biometan zastąpi gaz ziemny w instalacjach spalania i może pokryć 10% tego zapotrzebowania<sup>14</sup>. Dodatkowo 12,3 TWh energii elektrycznej będzie generowane w biogazowniach, zużywając ok. 32 TWh biogazu<sup>15</sup>.

W 2050 r., w związku z odchodzeniem od węgla i koniecznością zapewnienia bilansowania systemu elektroenergetycznego, przewidywane zapotrzebowanie na gaz w elektroenergetyce wzrośnie do ok. 101 TWh<sup>16</sup>. Przyjmując założenia Navigant, zapotrzebowanie to może być pokryte po połowie biometanem i wodorem<sup>17</sup>.

### Transport

Zarówno w transporcie kołowym, jak i morskim, biometan może być wykorzystywany w postaci bio-CNG (sprężony gaz – ang. *Compressed Natural Gas*) lub LNG (gaz w postaci płynnej – ang. *Liquified Natural Gas*).

Na podstawie szacunków Navigant<sup>18</sup> do 2030 r. około 40% samochodów ciężarowych może być napędzanych bio-CNG/LNG. W tym scenariuszu zapotrzebowanie Polski na bio-CNG/LNG w transporcie drogowym wzrośnie do 17 TWh w 2030 r. Do 2050 r. zapotrzebowanie to spadnie do 10,8 TWh ze względu na pojawienie się zielonego wodoru w tym segmencie.

W transporcie morskim operatorzy statków będą mieli możliwość stopniowego przestawiania swojej floty na LNG od 2025 r.<sup>19</sup> W miarę wzrostu dostępności biometanu i modernizacji floty, statki te będą mogły przechodzić na bio-LNG. O ile na rok 2030 nie ma szacunków dotyczących zapotrzebowania, zakłada się, że do roku 2050 cała żegluga dalekobieżna będzie napędzana biometanem, którego wartość energetyczna wyniesie 23 TWh.

### Ciepłownictwo

Biometan stanowi zamiennik dla gazu ziemnego wykorzystywanego w piecach gazowych do użytku indywidualnego, a także w układach kogeneracyjnych CCGT w elektrociepłowniach sieciowych. Może stanowić całość wykorzystywanego paliwa lub jego domieszkę. Szacuje się, że w 2030 r. w tym sektorze będzie można wykorzystać do 6 TWh biometanu<sup>20</sup>. Do 2050 r. wartość ta wzrośnie do 18,5 TWh<sup>21</sup>.

### Przemysł

Wykorzystanie biometanu w przemyśle może być istotnym sposobem dekarbonizacji produkcji stali. Oczekuje się, że najbardziej dziś powszechna technologia wielkiego pieca zostanie zastąpiona dwiema innymi: DRI (ang. *Direct Reduced Iron* – redukcja bezpośrednia) i IBRSR (ang. *Iron Bath Reactor Smelting Reduction* – redukcja poprzez topnienie)<sup>22</sup>.

Zakładając, że do 2050 r. ogólna produkcja stali nie będzie się zwiększać oraz, że tak jak obecnie, ok. połowa<sup>23</sup> produkcji będzie korzystała z recyklingu (w elektrycznym piecu łukowym), a druga połowa będzie pokrywana przez technologie korzystające z niskoemisyjnych paliw gazowych, zapotrzebowanie w 2050 r. będzie wynosiło 9 TWh – 6 TWh biometanu oraz 3 TWh wodoru.

13 Forum Energii, *Jak wypełnić lukę węglową? 43% OZE w 2030 roku*, 2020, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/jak-wypelnic-luke-weglowa>.

14 Założenia w załączniku 7.1.1.

15 Dla sprawności elektrycznej równej 38%. Navigant, *Gas...*, op. cit., s. 12.

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

17 Założenia w załączniku 7.1.

18 Navigant, *Gas...*, op. cit., s. 82.

19 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE z dnia 22 października 2014 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych (Dz. Urz. UE L307/1) wymaga, aby LNG był dostępny od 2025 r. we wszystkich portach bazowych TEN-T UE, w tym w portach Szczecin/Świnoujście i Gdynia/Gdańsk.

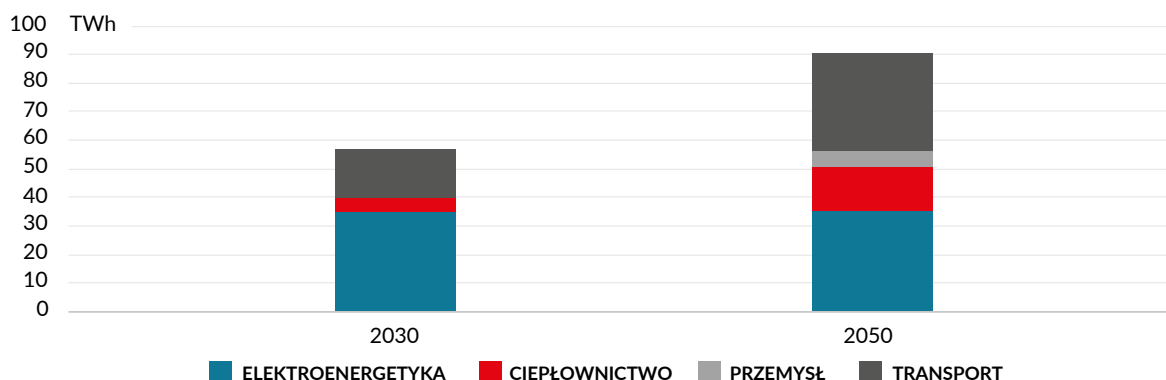
20 Opracowanie własne na podstawie: Forum Energii, *Jak wypełnić...*, op. cit.

21 Navigant zakłada, że w 2050 r. zapotrzebowanie na zielone gazy będzie wynosiło do 37 TWh w sektorze ciepłownictwa. Jednocześnie przewiduje, że potencjał wytworzenia zielonych gazów w ciepłownictwie w 2030 r. będzie stanowić 1/3 tego, co w 2050 r. Dodatkowo zakłada także, że zarówno w roku 2030, jak i 2050, zapotrzebowanie to będzie pokryte w połowie przez biometan i wodór.

22 Założenia znajdują się w załączniku 7.1.4.

23 Założenia znajdują się w załączniku 7.1.4.

Rysunek 8. Sumaryczne potencjalne zapotrzebowanie i wykorzystanie biometanu w 2030 i 2050 r.



Źródło: opracowanie własne na podstawie założeń z załącznika 7.1.

### 3.4. Przesyłanie biometanu

Ze względu na konieczność pozyskiwania do produkcji biogazu substratów głównie rolniczych, produkcja biometanu będzie rozproszona i dzięki temu dobrze dostosowana do zaspokajania potrzeb lokalnych użytkowników gazu: ogrzewania miejskiego, przemysłu małoskalowego i rozproszonej sieci transportowej. Sieć dystrybucji gazu będzie zatem wykorzystywana do pozyskiwania biometanu z rozproszonych miejsc produkcji i rozprowadzania go wśród regionalnych użytkowników, np. transportując gaz z obszarów rolniczych do miast.

Na obszarach, gdzie nie ma sieci gazowej, oczyszczanie biogazu do wysokiej jakości gazu ziemnego (biometanu) nie ma uzasadnienia, jeśli ilość gazu o niższym stężeniu metanu jest wystarczająca do lokalnych celów grzewczych.

Wprowadzanie biometanu do sieci gazu ziemnego nie stanowi istotnego problemu z technicznego punktu widzenia, o ile biometan jest oczyszczany zgodnie z normą, która jest do przyjęcia dla operatora sieci gazowej. Na obszarach, gdzie istnieje sieć gazowa nisko- i średniociśnieniowa, należy dostosować infrastrukturę do przepływu zwrotnego gazu, tzn. zainstalować sprężarki, które będą mogły wtłaczać gaz do nisko- i średniociśnieniowych odcinków sieci.

Inwestycje warto planować w taki sposób, by łączyć rozproszoną produkcję biogazu uzyskanego z fermentacji beztlenowej ze scentralizowanymi lokalnymi systemami jego oczyszczania i wtłaczania do sieci. Instalacje te mogą być zlokalizowane w pobliżu sieci gazowej i połączone z nią za pomocą stalowych rurociągów. Biogazownie położone dalej od sieci gazowej mogą być zaś podłączane do instalacji oczyszczania za pomocą niedrogich rurociągów z PVC<sup>24</sup>. Przy pełnej optymalizacji tego procesu całkowite koszty sieciowe biometanu oszacowano na około 40 zł/MWh<sup>25</sup>.

Nieco inaczej wyglądają koszty przyłączenia i wtłaczania do sieci biometanu wytworzonego w procesie gazyfikacji termicznej. Uważa się je za marginalne, ponieważ gaz jest produkowany pod wysokim ciśnieniem i dzięki temu może być łatwo wtłoczony do sieci. Ponadto zakłady zgazowania termicznego mogą być zlokalizowane bliżej gazociągów, a zatem nie będą wymagały znacznych inwestycji w przyłączenie do sieci. Przewiduje się, że koszt załączenia biometanu ze zgazowania termicznego wyniesie około 8,5 zł/MWh<sup>26</sup>.

<sup>24</sup> Ich koszt wynosi około 0,84 mln zł za kilometr – to kwota około 2,5 razy mniejsza niż koszt rurociągów stalowych. Navigant, *Gas...*, op. cit., s. 84.

<sup>25</sup> W analizie kosztów sieci do załączenia biometanu zawartych w raporcie *Gas for Climate* przyjęto, że średnia długość biogazowni wynosi 9 km, a przyłączenie do sieci gazowej instalacji oczyszczającej wymagałoby zastosowania stalowego rurociągu o długości 1 km. Pierwsza połowa kosztów stanowi cenę przyłączenia biogazowni do sieci, a druga półka to koszty przyłączenia instalacji oczyszczania do sieci i wtłoczenia do niej gazu.

<sup>26</sup> Navigant, *Gas...*, op. cit., s. 84.

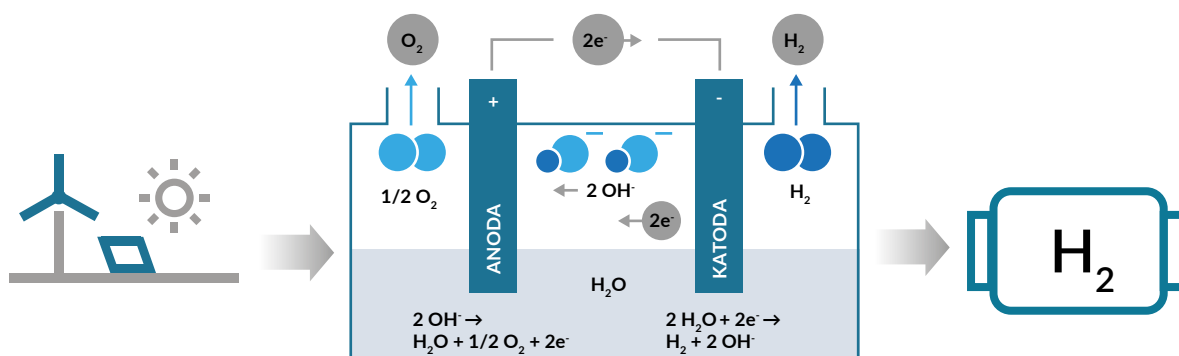


## 4. Wodór

### 4.1. Technologie i koszt wytwarzania

Zielony wodór to gaz, który może zastąpić paliwa kopalne w formie np. gazu ziemnego czy ropy w procesach przemysłowych i energetycznych, prowadząc do ich dekarbonizacji. Wodór jest wytwarzany głównie z energii elektrycznej i wody w procesie elektrolizy<sup>27</sup>. Elektroliza wody to proces elektrochemiczny, w którym pod wpływem przepływu energii w elektrodach (anoda i katoda), woda ( $H_2O$ ) jest dzielona na tlen (O) i wodór (H). Szczegółowy proces elektrolizy w przykładowym elektrolizerze SOE (ang. *Solid Oxide Electrolysis*) został opisany w załączniku 7.3.

Rysunek 9. Schemat procesu elektrolizy wody



Źródło: opracowanie własne na podstawie Shell, Wuppertal Institut, *Shell Hydrogen Study*, 2017, s. 14, [https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/6786/file/6786\\_Hydrogen\\_Study.pdf](https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/6786/file/6786_Hydrogen_Study.pdf).

13

Kluczową korzyścią elektrolizy jest możliwość wykorzystania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Wówczas wytworzony wodór można uznać za odnawialny i zeroemisyjny. Obecnie opracowywane i stosowane są trzy główne technologie produkcji wodoru z elektrolizy wody<sup>28</sup>:

1. **Elektroliza alkaliczna** (ang. *Alkaline Electrolysis* – AE) jest najbardziej dojrzałą i dostępną technologią, która cechuje się długą żywotnością (50–90 tys. godzin). Wydajność systemów AE mieści się w przedziale 65–82%. Wadą jest stosunkowo mała elastyczność – instalacje nie są w stanie szybko zwiększać produkcji (prędkość zwiększania produkcji wynosi ok. 60 sekund)<sup>29</sup>.
2. **Elektrolizery z membraną elektrolitowo-polimerową** (ang. *Proton Exchange Membrane* – PEM) są obecnie w fazie wielkoskalowych demonstracji. Technologia ta charakteryzuje się podobnym poziomem sprawności jak elektroliza alkaliczna (w zakresie 65–78%), ale niższą żywotnością podzespołów wynoszącą 30–90 tys. godzin i zastosowaniem mało dostępnej i drogiej platyny. Zaletą elektrolizerów PEM jest ich duża elastyczność – możliwe jest szybkie zwiększanie i zmniejszanie produkcji (2 sekundy), co jest przydatne przy bilansowaniu w elektroenergetyce.
3. **Technologia elektrolizy w ogniwie z elektrolitem stałotlenkowym** (ang. *Solid Oxide Electrolysis Cell* – SOEC) jest elektrolizą wysokotemperaturową (ok. 800–1000°C). Dzięki wykorzystaniu ciepła proces wytwarzania wodoru przez SOEC charakteryzuje się wysoką sprawnością (do 85%) i niską elastycznością (10 min) oraz stosunkowo krótkim czasem użytkowania wynoszącym ok. 10 tys. godzin ze względu na wysoki stopień degradacji membran. SOEC jest najmniej dojrzałą spośród innych technologii wytwarzania wodoru z elektrolizy, dlatego koszty inwestycyjne są ponad dwukrotnie wyższe niż np. w przypadku PEM. Z tego powodu nie jest brana pod uwagę w analizach kosztowych zawartych w niniejszym opracowaniu.

<sup>27</sup> Zielony wodór (tzw. biowodór) można też uzyskiwać z reformingu parowego biogazu.

<sup>28</sup> European Commission, *Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits*, 2020, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/7e4afa7d-d077-11ea-adf7-01aa75ed71a1/language-en>.

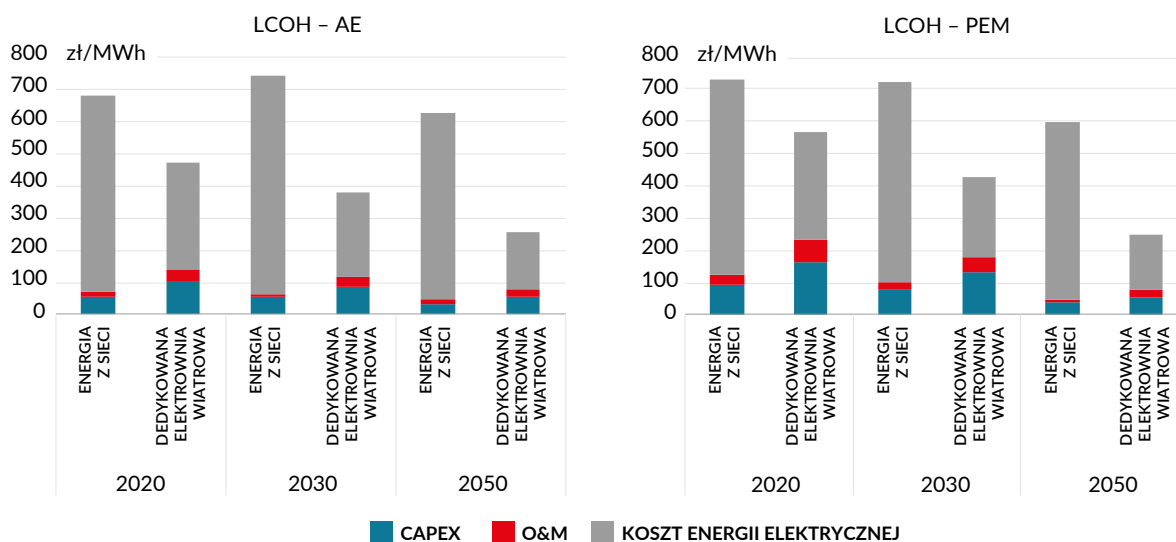
<sup>29</sup> Guidehouse (Navigant), *Market state and trends in renewable and low-carbon gases in Europe*, 2020, s. 30, 35, [https://gasforclimate2050.eu/?smd\\_process\\_download=1&download\\_id=546](https://gasforclimate2050.eu/?smd_process_download=1&download_id=546).

**Koszt produkcji** wodoru z elektrolizy zależy od kosztów inwestycyjnych elektrolizera i układów pomocniczych, a także kosztów operacyjnych związanych głównie z ceną energii elektrycznej lub kosztem jej wytwarzania (w układzie hybrydowym). Ważnym czynnikiem wpływającym na ekonomikę jest też efektywność wykorzystania instalacji. Rysunek 10 pokazuje dwa uproszczone przykłady, gdy energia elektryczna:

- wykorzystywana jest w układzie ciągłym (koszt energii z sieci dystrybucyjnej, ale maksymalny poziom wykorzystania instalacji),
- produkowana jest w dedykowanej elektrowni wiatrowej na lądzie (koszt energii równy jest kosztowi jej wytworzenia w elektrowni wiatrowej na lądzie, a wykorzystanie instalacji możliwe jest przy odpowiednich warunkach pogodowych, bez konieczności ponoszenia kosztów sieciowych).

Przykłady obrazują, że najtańszą formą produkcji wodoru z elektrolizy jest układ hybrydowy (przy dedykowanej instalacji OZE). Cena produkcji wodoru będzie więc zmieniała się w czasie ze względu na dalsze przewidywane redukcje kosztów wytwarzania energii elektrycznej z OZE, zwiększoną efektywność urządzeń wytwórczych i spadające ceny instalacji zgodnie z krzywą uczenia się<sup>30</sup>.

Rysunek 10. Prognozowana ewolucja średnich kosztów produkcji zielonego wodoru w Polsce



\* LCOH (ang. *levelized cost of production of hydrogen*) – uśredniony koszt wytwarzania wodoru.

Źródło: opracowanie własne na podstawie założeń z załącznika 7.2.3.

Można też optymalizować koszt wytwarzania wodoru poprzez zwiększanie współczynnika wykorzystania elektrolizera korzystającego z taniej energii elektrycznej, gdy:

1. Elektrolizer jest bezpośrednio podłączony do wielu źródeł OZE o zróżnicowanym profilu i tanim koszcie wytworzenia energii (np. duże elektrownie wiatrowe na lądzie i fotowoltaiczne).
2. Elektrolizer jest podłączony do źródła OZE oraz do sieci elektroenergetycznej i pracuje podczas produkcji ze źródła OZE lub gdy jest dostępna tania energia z sieci, a źródło nie pracuje.
3. Elektrolizer jest podłączony do sieci elektroenergetycznej i pracuje zarówno podczas nadwyżek (z zerowym kosztem energii, ale ponosząc koszty dystrybucji) oraz gdy koszty energii są dodatnie, ale nadal niskie.

30 Krzywa uczenia się zakłada zwiększoną innowacyjność i efektywność produkcji, prowadząc do zmniejszenia kosztów i zwiększenia sprzedaży wraz z upływem czasu i wolumenu wdrażanych rozwiązań. P. O'Connor, *What is the Learning Curve—and What Does it Mean for Solar Power and for Electric Vehicles?*, 2016, <https://blog.ucsusa.org/peter-oconnor/what-is-the-learning-curve>.

Należy jednak zwrócić uwagę, że energia w sieci elektroenergetycznej nadal niesie za sobą znaczący ślad węglowy (719 g CO<sub>2</sub>/kWh) i w związku z tym wodór produkowany w sposób opisany w drugim i trzecim punkcie nie będzie w pełni zielony<sup>31</sup>.

#### 4.2. Potencjał zielonego wodoru w Polsce

Potencjał rozwoju zielonego wodoru w Polsce zależy od trzech głównych czynników:

- 1) potencjału technicznego – zależnego od mocy OZE w systemie, żeby było „z czego” produkować wodór poza zapotrzebowaniem systemowym (czyli z nadwyżek produkcji energii ze źródeł odnawialnych lub mocy dedykowanych),
- 2) ekonomiki produkcji – zależnej od mocy OZE w systemie (im więcej taniej<sup>32</sup> energii z OZE i jeszcze tańszej energii z nadwyżek, tym niższe koszty produkcji zielonego wodoru) oraz od dynamiki rozpowszechnienia elektrolizerów na rynku (krzywej uczenia się),
- 3) ekonomiki rynkowej – możliwości konkurowania z zamiennikami, czyli paliwami konwencjonalnymi lub wodorem wytwarzanym przy wykorzystaniu energii produkowanej z paliw kopalnych lub bezpośrednio z paliw kopalnych (gazu ziemnego i węgla).

Zarówno techniczna, jak i ekonomiczna możliwość skalowania produkcji zielonego wodoru są bezpośrednio powiązane z potencjałem produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, w szczególności z fotowoltaiki i energetyki wiatrowej na lądzie i morzu.

Jedną z najważniejszych zalet wodoru jest to, że może on pełnić rolę magazynu energii. Dzięki temu wytwarzanie wodoru w procesie elektrolizy doskonale uzupełnia się z wykorzystaniem energii produkowanej przez źródła niedyspozycyjne (elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne). Niesie także za sobą liczne korzyści zarówno systemowe, jak i ekonomiczne:

- Gdy warunki atmosferyczne powodują nadwyżkę produkcji energii z OZE, zwiększenie produkcji wodoru może zapobiec odłączaniu mocy i marnowaniu się ich potencjału wytwórczego. I odwrotnie – w momencie, gdy mocy może brakować, wodór może stanowić źródło prądu w ogniwach paliwowych lub być wykorzystany jako paliwo w jednostkach OCGT.
- Z punktu widzenia ekonomiki, zapobieganie wyłączeniu instalacji OZE w warunkach nadwyżki zwiększa ich rentowność, a jednocześnie dostarcza tanią energię elektryczną do produkcji wodoru.

Ze względu na małą moc zainstalowaną w źródłach OZE, w Polsce rzadko występują nadwyżki energii. Jednak w związku z dalszą dekarbonizacją systemu elektroenergetycznego, mocy odnawialnych będzie przybywać. Analiza potencjalnego kształtu systemu elektroenergetycznego w 2030 r.<sup>33</sup> (opartego w 43% na OZE) wykazała, że roczna nadwyżkowa produkcja energii ze źródeł odnawialnych może wynosić 1,4–3 TWh<sup>34</sup>. Rysunek 11 przedstawia ilość energii z OZE wytworzonej w roku 2019, przewidywanej do roku 2030 oraz potencjalnej dla poszczególnych zasobów technicznych.

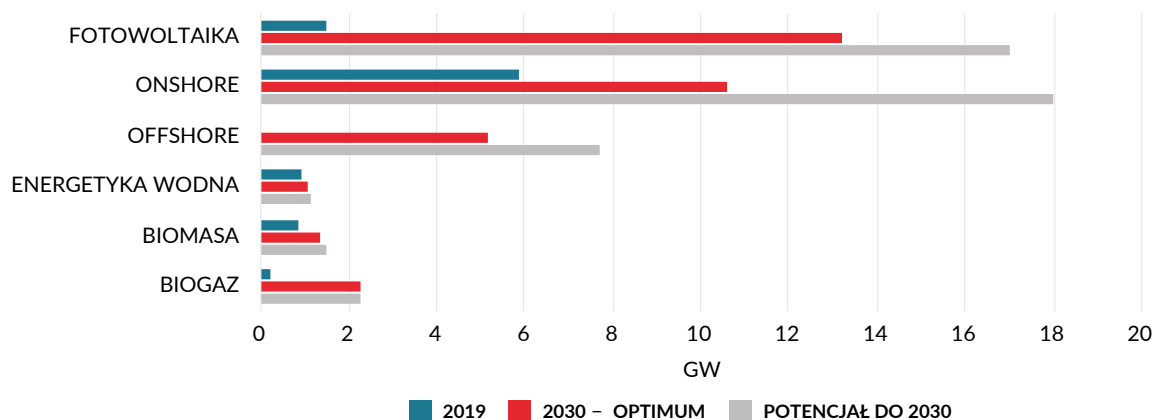
31 Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE), *Wskaźniki emisyjności CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej na podstawie informacji zawartych w Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji na 2019 rok, 2020*, [https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy\\_do\\_pobrania/wskazniki\\_emisyjnosci/Wskazniki\\_emisyjnosci\\_grudzien\\_2020.pdf](https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/wskazniki_emisyjnosci/Wskazniki_emisyjnosci_grudzien_2020.pdf).

32 Clifford Chance, *Wyniki aukcji OZE 2020*, 2020, s. 3, <https://www.cliffordchance.com/content/dam/cliffordchance/briefings/2020/12/CB-Wyniki-aukcji-OZE-2020.pdf>.

33 Forum Energii, *Jak wypełnić...*, *op. cit.* Analiza miała na celu optymalizację systemu elektroenergetycznego o wysokim stopniu wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce.

34 W zależności od wykorzystania akumulatorów i DSM (ang. *Demand Side Management* – zarządzanie stroną popytową, czyli optymalizacją poboru energii przez odbiorców końcowych w zależności od jej dostępności).

Rysunek 11. Aktualna i przewidywana na 2030 r. moc zainstalowana OZE wobec potencjału ekonomicznego



Źródło: Forum Energii, *Jak wypełnić lukę węglową? 43% OZE w 2030 roku, 2020*, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/jak-wypelnic-luke-weglowa>.

Zgodnie z powyższym scenariuszem, w 2030 r. z całej prognozowanej nadwyżki energii elektrycznej można będzie wyprodukować 0,8–1,8 TWh zielonego wodoru. Z kolei do roku 2050, w scenariuszu z niemal stuprocentowym udziałem energii odnawialnej, nadwyżka produkcji energii ze źródeł odnawialnych może wynosić ponad 50 TWh<sup>35</sup>. To oznaczałoby, że w 2050 r. elektrolizery mogłyby wytworzyć do 36 TWh zielonego wodoru wykorzystując nadwyżki.

Podobnie jak w przypadku biometanu, rozwój zielonego wodoru będzie zależał m.in. od konkurencji z jego zamiennikami. Kluczowe będą cena uprawnień CO<sub>2</sub> oraz system wsparcia niwelujący przepaść konkurencyjną, w szczególności pomiędzy zielonym wodorem a wodorem z paliw kopalnych, gazem ziemnym czy ropą.

16

### 4.3. Wykorzystanie wodoru w 2030 i 2050 r.

Ze względu na większą dojrzałość sektora biogazu niż zielonego wodoru zakłada się, że do 2030 r. to biometan będzie głównym niskoemisyjnym gazem przyczyniającym się do dekarbonizacji gospodarki. Zielony wodór dopiero później zacznie odgrywać znaczącą rolę.

Tak jak biometan, wodór jako nośnik energii jest jednocześnie jej magazynem. Będzie więc odgrywać ważną rolę polegającą na dyspozycyjnym wytwarzaniu i długoterminowym magazynowaniu energii w zdekarbonizowanym systemie elektroenergetycznym oraz ciepłownictwie.

#### Elektroenergetyka

W 2050 r. zapotrzebowanie na gaz w elektroenergetyce wzrośnie do ok. 101 TWh, z czego połowa może zostać pokryta wodorem<sup>36</sup>.

Wodór może być wykorzystywany w technologiach CCGT lub OCGT, jako zamiennik lub część miksu paliw z gazem ziemnym. Istniejące turbiny gazowe musiałyby jednak zostać zastąpione turbinami z możliwością dodawania wodoru<sup>37</sup>. Turbiny w 100% na wodór mają wejść na rynek przed 2030 r.<sup>38</sup>

Energię elektryczną z wodoru można również pozyskiwać w ogniach paliwowych. Tak samo jak proces elektrolizy wymaga energii elektrycznej, by podzielić wodę na wodór i tlen, tak przy ich łączeniu energia zostaje oddana z powrotem do systemu.

<sup>35</sup> Forum Energii, *Polska neutralna...*, op. cit.

<sup>36</sup> Szczegółowe założenia znajdują się w załączniku 7.1.1.

<sup>37</sup> Wodór jest wysoce reaktywny, przez co ma bardzo dużą laminarną szybkość spalania. Po dodaniu do wolniej palących się gazów, jest w stanie rozszerzyć granice wybuchowości i zwiększyć propagację płomienia. Może to prowadzić do bardziej efektywnego spalania, dając mniejszą emisję zanieczyszczeń powietrza i gazów cieplarnianych.

<sup>38</sup> S. Patel, *Siemens' Roadmap to 100% Hydrogen Gas Turbines*, Power, 2020, <https://www.powermag.com/siemens-roadmap-to-100-hydrogen-gas-turbines/>.

## Transport

W lotnictwie potencjalne zapotrzebowanie na wodór może być znaczne, bo będzie on niezbędny do wytworzenia paliw syntetycznych. W przyszłości zeroemisyjne paliwa syntetyczne będą mogły być produkowane z wodoru połączonego z dwutlenkiem węgla wychwytywanym ze źródeł przemysłowych, atmosfery lub z produkcji biometanu. W 2050 r. zapotrzebowanie na syntetyczną naftę lotniczą może wynieść 25 TWh, a do jej produkcji będzie potrzebnych ok. 35,7 TWh wodoru<sup>39</sup>.

Prognozuje się, że w 2050 r. co dziesiąty samochód dostawczy, co czwarty autobus dalekosiężny i co drugi samochód ciężarowy, mogą być napędzane wodorem<sup>40</sup>. W takim scenariuszu zapotrzebowanie na wodór w transporcie może wynieść 17 TWh.

W kolejnictwie wodór będzie wykorzystywany w marginalnym stopniu – jedynie tam, gdzie będzie to bardziej opłacalne niż budowanie i utrzymywanie nowych sieci trakcyjnych.

## Ciepłownictwo

Przyjmując założenia Navigant, szacuje się, że w tym sektorze w 2030 r. będzie można wykorzystywać do 6 TWh wodoru. Do 2050 r. wartość ta wzrośnie do 18,5 TWh<sup>41</sup>.

W ciepłownictwie systemowym wodór może być wykorzystywany w elektrociepłowniach tradycyjnych (CCGT). W ciepłownictwie indywidualnym natomiast, może służyć jako paliwo do produkcji energii cieplnej w skojarzeniu z produkcją energii elektrycznej w ogniwie paliwowym. Opis takiego procesu znajduje się w załączniku 7.3.

Teoretycznie wodór może też być wykorzystywany jako zamiennik gazu w kotłach i piecykach gazowych, choć ze względu na efektywność energetyczną oraz koszt produkcji i infrastruktury, nie jest to przyszłościową opcją<sup>42</sup>.

## Przemysł

W przemyśle wodór ma szerokie zastosowania już teraz. W Polsce jego produkcja wynosi ok 1 mln ton<sup>43</sup>, co jest równoważne z ok. 33 TWh. Powstaje głównie w procesie reformingu parowego gazu ziemnego – jest to proces uzyskiwania wodoru z metanu i pary wodnej. Ze względu na to, że dochodzi wówczas do uwalniania się dwutlenku węgla, warto rozważyć zastąpienie wodoru szarego wodorem zielonym.

Do produkcji amoniaku wykorzystuje się 15,2 TWh szarego wodoru powstającego w procesie reformingu parowego z 22,5 TWh gazu ziemnego. W ścieżce dekarbonizacyjnej szacuje się, że w 2030 r. już 3,3 TWh wodoru może pochodzić z elektrolizy (2,2 TWh) oraz reformingu (1,1 TWh) z instalacją CCS (ang. *Carbon Capture and Storage* – wychwytywanie i składowanie emisji dwutlenku węgla)<sup>44</sup>. Na 2050 r. zakłada się możliwość pełnego przejścia na wodór zielony.

Do produkcji etylenu i propenu w przemyśle petrochemicznym (m.in. do produkcji tworzyw sztucznych) korzysta się z węglowodorów z paliw kopalnych. Przykładowo – ropę można zastąpić produkcją na bazie metanolu, a metanol mógłby być produkowany z łączenia wychwyconego CO<sub>2</sub> i zielonego wodoru. Zakładając, że 50% produkcji etylenu i propylenu zostałyby zamienione do 2050 r., zapotrzebowanie na wodór wzrosłoby o 8 TWh<sup>45</sup>.

Przy produkcji stali, jak wspomniano w rozdziale o biometanie, wodór może odegrać znaczącą rolę, a jego wykorzystanie może wzrosnąć do 3 TWh w roku 2050.

39 Szczegółowe założenia znajdują się w załączniku 7.1.3.

40 Navigant, *Gas...*, *op. cit.*, s. 65.

41 Forum Energii, *Polska neutralna...*, *op. cit.*, s. 16.

42 Worcester Bosch opracował prototypowy kocioł na wodór, by osiągnąć konkurencyjność przed wprowadzaniem w Wielkiej Brytanii w 2025 r. zakazem użytkowania konwencjonalnych kotłów gazowych. HVP, *Inside the development of Worcester Boschs first hydrogen boiler*, 2020, <https://www.hvpmag.co.uk/Inside-the-development-of-Worcester-Boschs-first-hydrogen-boiler/11810>.

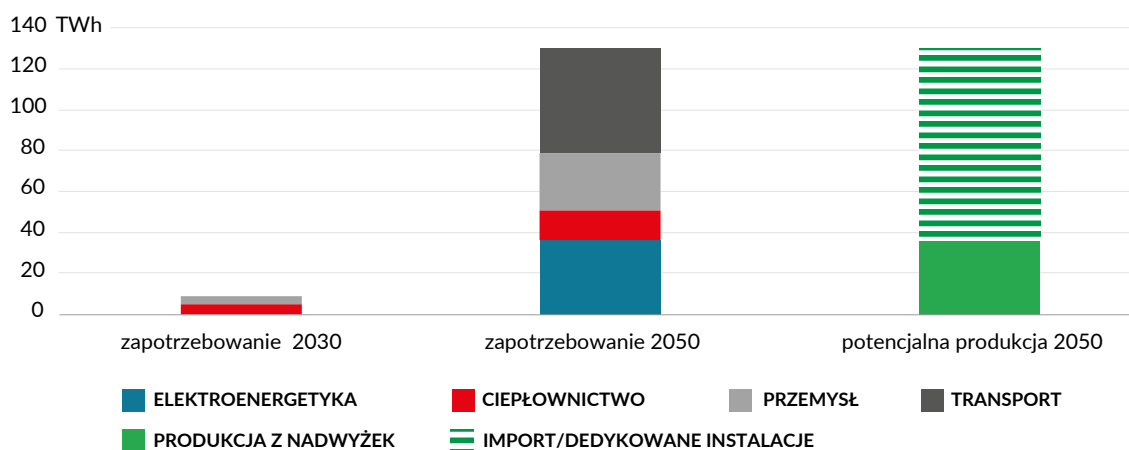
43 Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Polska strategia wodorowa...*, *op. cit.*

44 Z wyłączeniem CO<sub>2</sub> przekształcanego w mocznik (27%) i z uwzględnieniem potencjalnie mniejszej skłonności polskich zakładów do wczesnej zmiany paliwa. Wybór pomiędzy niebieskim a zielonym wodorem będzie zależeć w dużej mierze od lokalizacji i rozwijanej polityki – wartości procentowe należy traktować wyłącznie jako orientacyjne. Navigant, *Gas...*, *op. cit.*

45 Szczegółowe założenia znajdują się w załączniku 7.1.4.

Obecnie w procesie rafineryjnym zapotrzebowanie na wodór jest prognozowane na ok. 2,2 TWh/rok<sup>46</sup>. Trudno oszacować, jaką rolę będzie pełnił ten sektor w 2050 r., ze względu na elektryfikację pojazdów i stosowanie alternatywnych paliw. Na potrzeby niniejszego opracowania założono, że zapotrzebowanie 2,2 TWh zostanie utrzymane i może ono zostać zastąpione wodorem zielonym lub niebieskim produkowanym lokalnie.

Rysunek 12. Sumaryczne potencjalne zapotrzebowanie na wodór w 2030 i 2050 r.



Źródło: opracowanie własne na podstawie założeń z załącznika 7.1.

#### 4.4. Przesyłanie wodoru

Obecne zapotrzebowanie na wodór jest największe w przemyśle. Przewiduje się, że do 2030 r. będzie on odpowiadał za prawie połowę zapotrzebowania na zdekarbonizowany wodór (ok 3,7 TWh)<sup>47</sup>. Dlatego przemysł może też być ważnym centrum jego dystrybucji.

Po zaspokojeniu potrzeb przemysłu, wodór może być wykorzystany przez ciepłownictwo i w transporcie. Do tego trzeba będzie zaplanować i stworzyć sieci dystrybucyjne. Częściowo można będzie wykorzystać w tym celu zmodernizowane sieci gazowe. Szacuje się, że modernizacja istniejącej infrastruktury jest tańsza (15,5 zł/MWh za każde 600 km gazociągu<sup>48</sup>) niż budowanie nowej, dedykowanej sieci gazowej dla wodoru (19,3 zł/MWh/600 km gazociągu<sup>49</sup>). Dlatego ważne będzie, aby planować rozwój infrastruktury dedykowanej dla wodoru przy okazji planowania inwestycji w sieć konwencjonalną.

Poza przesyłem i dystrybucją wodoru, ważnym elementem infrastruktury będzie jego magazynowanie. Na małą skalę wodór może być przechowywany w zbiornikach stalowych pod ciśnieniem, znajdujących się w pobliżu odbiorców. Na większą skalę mógłby być magazynowany w kawernach solnych, które są już wykorzystywane w Polsce do magazynowania gazu ziemnego (np. w Mogilnie i Kosakowie)<sup>50</sup>. W Polsce istnieje duża liczba kawern solnych wzdłuż pasa rozciągającego się od północnego zachodu kraju w kierunku jego centrum. Analiza siedmiu takich kawern wykazała, że byłyby one odpowiednie do magazynowania wodoru z geologicznego punktu widzenia<sup>51</sup>. Średnioważony koszt magazynowania w kawernach wynosi 25–109 zł/MWh. Dolna granica tych kosztów jest osiągalna, gdy przepływ gazu w magazynie jest częstszy i występuje w cyklu miesięcznym, a górna, gdy cykl jest dwuletni<sup>52</sup>.

46 Szczegółowe założenia znajdują się w załączniku 7.1.4.

47 Szczegółowe założenia znajdują się w załączniku 7.1.4.

48 European Commission, *Hydrogen generation...*, op. cit.

49 Navigant, *Gas...*, op. cit.

50 PGNiG, *Podziemne Magazyny Gazu*, 2020, <https://pgnig.pl/podziemne-magazyny-gazu>.

51 R. Tarkowski, *Salt domes in Poland - Potential sites for hydrogen storage in caverns*, 2020, <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319918331410>.

52 European Commission, *Hydrogen generation...*, op. cit.



Koszty magazynowania wodoru z przesyłem mogą zatem w sumie wynosić od 40,5 do 128,3 zł/MWh. Stworzenie europejskiej sieci przesyłu wodoru<sup>53</sup> będzie tańsze niż korzystanie z alternatywnych ścieżek dostępu poprzez np. transport ciekłego wodoru, którego koszt jest oszacowany na 245–260 zł/MWh za każde 600 km przetransportowanych ciężarówką, pociągiem lub statkiem<sup>54</sup>.

#### 4.5. Dlaczego wodór z gazu ziemnego i węgla nie jest najlepszą opcją dla Polski?

Rozwój gospodarki wodorowej może odbyć się z wykorzystaniem wodoru z produkcji innej niż elektroliza z OZE. Jest to szczególnie kusząca propozycja ze względu na to, że koszt produkcji szarego wodoru (z węgla lub gazu ziemnego) jest znacznie niższy od kosztów wyprodukowania wodoru zielonego. Nawet przy zastosowaniu technologii wychwytywania dwutlenku węgla CCS (ang. *Carbon Capture and Storage*) do zredukowania emisji gazów cieplarnianych, koszt wytworzenia wodoru z gazu ziemnego jest relatywnie niski (ok. 172 zł/MWh)<sup>55</sup>.

Patrząc jednak z perspektywy ochrony środowiska i celów klimatycznych, a także niezależności energetycznej państwa, wykorzystywanie paliw kopalnych w celu wytwarzania wodoru jest problematyczne.

1. Wytwarzanie wodoru z węgla i gazu ziemnego może być prawie zeroemisyjne przy stosowaniu CCS, ale nadal będzie dochodziło do emisji gazów cieplarnianych w procesie wydobywania zarówno węgla, jak i gazu<sup>56</sup>.
2. Szybka inwestycja w CCS stanowiłaby wartość dodaną dla środowiska naturalnego w porównaniu do podejścia „biznes jak zwykle”. Żeby zachęcić przemysł do stosowania CCS, konieczne byłoby jednak wsparcie z pieniędzy publicznych. Rozwój tej niszowej technologii nie przyczyni się jednak do budowania potencjału wytwórczego wodoru. Ma więc ograniczoną wartość dodaną w porównaniu ze wspieraniem innych proklimatycznych rozwiązań.
3. Wykorzystywanie gazu ziemnego do produkcji tzw. niebieskiego wodoru oznaczałoby konieczność zwiększenia poziomu importu gazu ziemnego. Jest to sprzeczne z celem transformacji energetycznej, która dąży do zwiększania niezależności i redukcji negatywnego bilansu handlowego. Jest też ryzykowne ekonomicznie ze względu na trudne do oszacowania długoterminowe koszty zakupu gazu ziemnego. Jednocześnie stanowiłoby pośrednie dotowanie gazu ziemnego wyprodukowanego w innych państwach.

<sup>53</sup> Guidehouse (Navigant), *European Hydrogen Backbone*, 2020, [https://gasforclimate2050.eu/sdm\\_downloads/european-hydrogen-backbone/](https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/european-hydrogen-backbone/).

<sup>54</sup> Navigant, *Gas...*, *op. cit.*, s. 86.

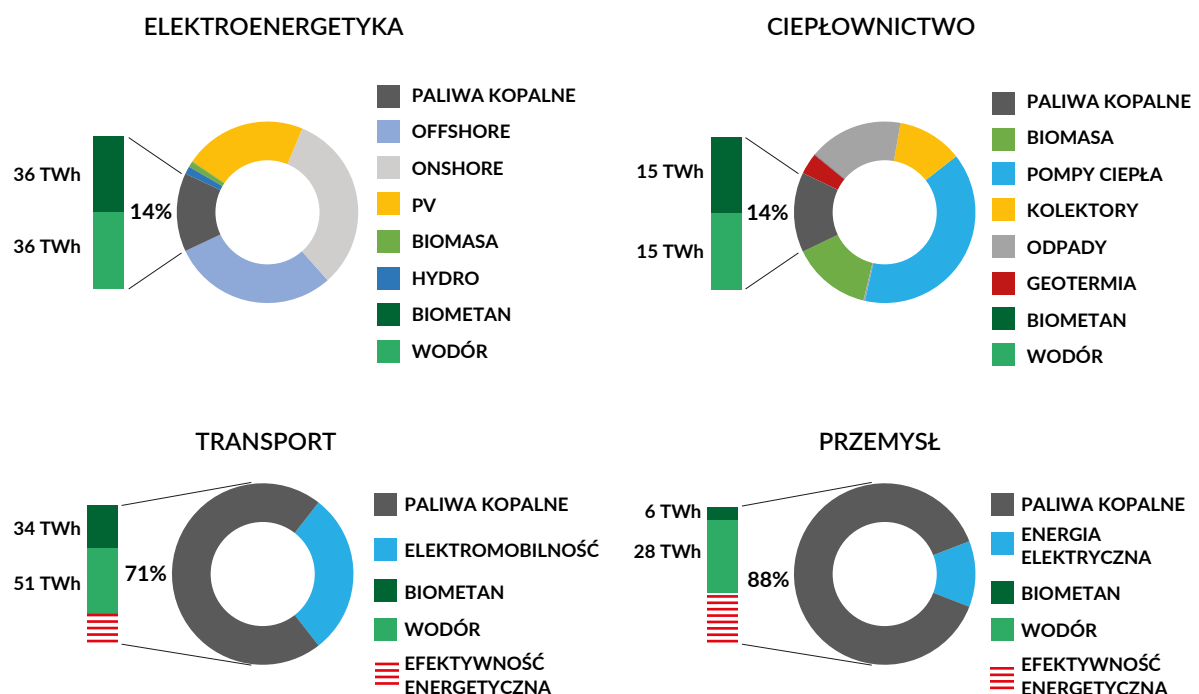
<sup>55</sup> Założenia znajdują się w załączniku 7.2.3.

<sup>56</sup> J. Tollefson, *Methane leaks erode green credentials of natural gas*, 2013, <https://www.nature.com/news/methane-leaks-erode-green-credentials-of-natural-gas-1.12123>

## 5. Potencjał zapotrzebowania i wytwarzania biometanu i wodoru według sektorów w 2050 r.

W perspektywie długoterminowej zielone gazy mogą zastąpić końcowe zapotrzebowanie na paliwa kopalne w niemal całej gospodarce. Bez zamiany paliw kopalnych na inne (nieemisyjne), dojście do neutralności klimatycznej Polski byłoby trudne. Rysunek 13 pokazuje, jak paliwa kopalne mogą być zastępowane zielonymi gazami w różnych sektorach w roku 2050. Przedstawiono strukturę energii finalnej – produkowanej w elektroenergetyce i ciepłownictwie oraz użytkowanej w transporcie i przemyśle. Zużycie paliw kopalnych może zostać zastąpione zielonymi gazami, które – wraz z oszczędnościami energii wynikającymi z nowych rozwiązań technologicznych zwiększających efektywność energetyczną – pozwolą na pełną dekarbonizację.

Rysunek 13. Zapotrzebowanie na wodór i biometan według sektorów w 2050 r.



20

Źródło: opracowanie własne na podstawie założeń zawartych w załączniku 7.1.

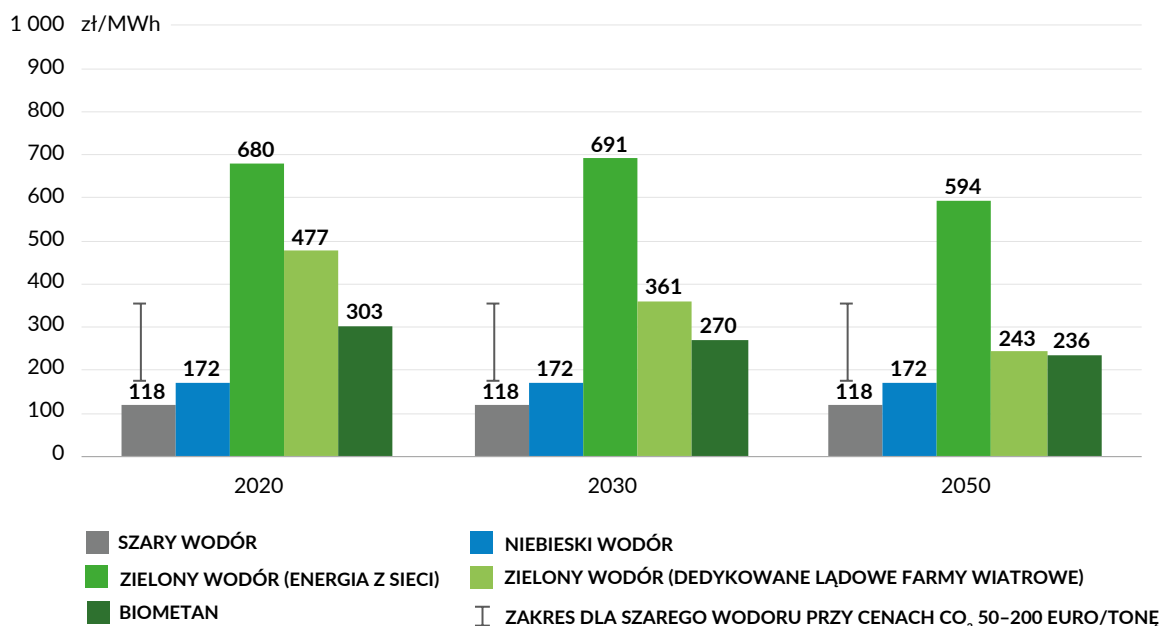
Rozwój zielonego wodoru i biometanu w Polsce będzie jednak zależał w dużej mierze od ekonomiki ich wytwarzania i przesyłania do odbiorców końcowych w porównaniu do paliw kopalnych.

Rysunek 14 pokazuje prognozę kosztów wytworzenia zielonych gazów oraz szarego i niebieskiego wodoru. W kolejnych latach krzywa uczenia się spowoduje spadek kosztów wytwarzania biometanu i wodoru z elektrolizy<sup>57</sup>. Będzie to wynikało głównie z wolumenu produkcji elektrolizerów dzięki bodźcom inwestycyjnym tworzonemu dzięki prowdorowej polityce Unii Europejskiej i progresywnych państw spoza UE<sup>58</sup>.

<sup>57</sup> Założenia znajdują się w załączniku 7.2.3.

<sup>58</sup> S. Patel, *Countries Roll Out Green Hydrogen Strategies, Electrolyzer Targets*, Power, 2021, <https://www.powermag.com/countries-roll-out-green-hydrogen-strategies-electrolyzer-targets/>.

Rysunek 14. Koszty wytworzenia wodoru i biometanu w latach 2020, 2030 i 2050



Źródło: opracowanie własne na podstawie założeń z załącznika 7.2.3.

Innym kluczowym czynnikiem ekonomicznym w kontekście produkcji zielonego wodoru z elektrolizy, zależnym w większym stopniu od polityki państwa, a nie tylko z trendów globalnych, będzie dostępność mocy OZE. Oprócz tego, że musi być „z czego” produkować zielony wodór, ekonomika jego wytwarzania zależy od kosztów produkcji energii elektrycznej. Słońce oraz wiatr są i nadal będą najtańszymi źródłami pozyskiwania energii w Polsce<sup>59</sup>. Dlatego ważne jest, by oszacować, ile dodatkowych mocy OZE byłoby potrzebnych do wyprodukowania wodoru na użytek polskiej gospodarki.

21

W pierwszym kroku należy podsumować zapotrzebowanie na wodór i możliwość jego produkcji z nadwyżek energii z OZE. Następnie można zbadać sposób wypełnienia różnicy między tymi dwoma wartościami poprzez instalacje nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej. Tabela 2 pokazuje lukę pomiędzy prognozowanym zapotrzebowaniem a produkcją wodoru w Polsce w latach 2030 i 2050 z nadwyżek energii z OZE.

Tabela 2. Potencjał wytwórczy zielonego wodoru z prognozowanych nadwyżek energii elektrycznej w Polsce

	2030	2050
Zapotrzebowanie [TWh H <sub>2</sub> ]	8,7	119
Potencjał z nadwyżek [TWh H <sub>2</sub> ]	1,8	36
Różnica [TWh H <sub>2</sub> ]	6,9	83

Źródło: opracowanie własne na podstawie raportów Forum Energii – *Jak wypełnić lukę węglową? 43% OZE w 2030 roku oraz Polska neutralna klimatycznie 2050*.

Potencjał produkcji zielonego wodoru z nadwyżek energii w systemie elektroenergetycznym został porównany do prognozowanego zapotrzebowania. Różnica między jednym a drugim wskazuje na brakującą ilość zielonego wodoru w polskiej gospodarce. Co ważne, potencjał wytwórczy krajowego zielonego wodoru nie będzie mógł być zwiększony, jeśli już teraz nie zaczniemy szybciej rozwijać OZE. Tabela 3 przedstawia, ile dodatkowych mocy wytwórczych byłoby potrzebnych w porównaniu do prognoz, żeby sprostać zapotrzebowaniu na krajowy zeroemisyjny wodór. Dodatkowe zapotrzebowanie na moc zostało proporcjonalnie rozłożone między prognozowane moce i jest tylko uproszczonym sposobem pokazania skali wyzwania.

Tabela 3. Zapotrzebowanie na moc niezbędną do wytwarzania niskoemisyjnego wodoru z elektrolizy w ilości pokrywającej cały popyt w polskiej gospodarce

Scenariusze*		Źródło mocy [GW]			
		wiatr na morzu	wiatr na lądzie	fotowoltaika	atom
43% OZE w 2030 r.	Moc prognozowana 2030	5	11	13	-
	Moc dodatkowa 2030	1	2	2	-
	<b>Moc sumaryczna 2030</b>	<b>6</b>	<b>13</b>	<b>15</b>	<b>-</b>
Polska Neutralna Klimatycznie	Moc prognozowana 2050	23	40	72	-
	Moc dodatkowa 2050**	7-10	12-18	22-32	-
	<b>Moc sumaryczna 2050</b>	<b>30-34</b>	<b>52-58</b>	<b>94-104</b>	<b>-</b>
Polska Neutralna Klimatycznie + 6 GW atomu	Moc prognozowana 2050	23	40	72	-
	Moc dodatkowa 2050	3-7	6-11	10-20	6
	<b>Moc sumaryczna 2050</b>	<b>27-30</b>	<b>46-52</b>	<b>82-92</b>	<b>6</b>
<b>Moc prognozowana w Polityce Energetycznej Polski 2040***</b>		<b>wiatr na morzu</b>	<b>wiatr na lądzie</b>	<b>fotowoltaika</b>	<b>atom</b>
Scenariusz wysokich cen CO <sub>2</sub>	Moc prognozowana 2030	5,9	8,6	5,1	-
	Moc prognozowana 2040	9,6	6,9	9,8	4,4

\*Scenariusz „43% OZE w 2030 r.” pochodzi z analizy Forum Energii *Jak wypełnić lukę węglową? 43% OZE w 2030 roku*; scenariusz „Polska Neutralna Klimatycznie” pochodzi z analizy Forum Energii *Polska neutralna klimatycznie 2050*; scenariusz „Polska Neutralna Klimatycznie + 6 GW atomu” wykorzystuje założenia z ww. analizy i dodaje 6 GW mocy w energetyce jądrowej w celu zaspokojenia zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną ze względu na produkcję wodoru.

\*\*Rozwój lotnictwa i związanego z nim potencjalnego zapotrzebowania na wodór jest niepewny. Z tego powodu dla scenariuszy w 2050 r. uwzględniono przedział wartości odpowiadający zapotrzebowaniu na paliwo lotnicze: 14,4 TWh (obecnie) i 50 TWh (dynamiczny wzrost).

\*\*\*Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Polityka energetyczna Polski do 2040 roku*, Załącznik 2 – Wnioski z analiz prognostycznych, Wnioski z analizy prognostycznej dla sektora elektroenergetycznego z uwzględnieniem wysokich cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz kosztów środowiskowych i systemowych, s. 44, 2021, <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>.

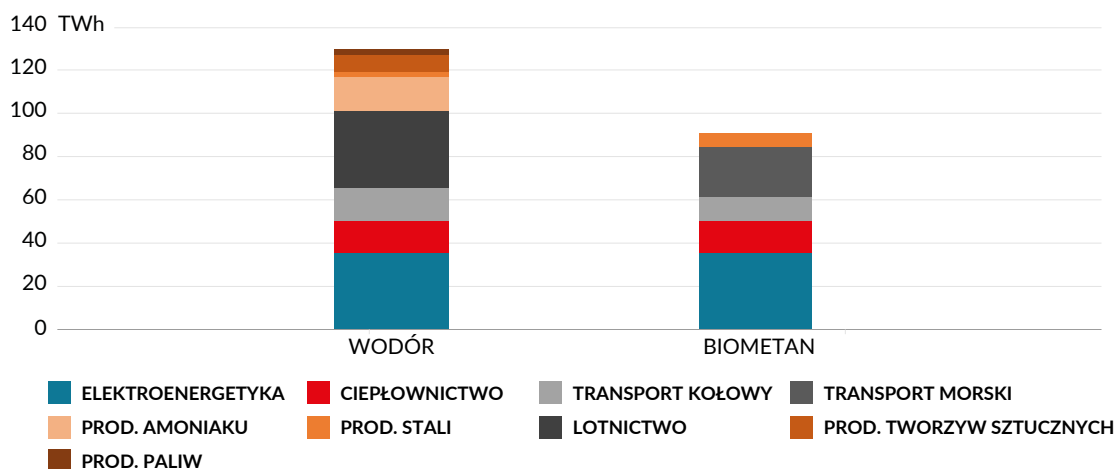
Źródło: opracowanie własne na podstawie analiz prognostycznych Forum Energii oraz Ministerstwa Klimatu i Środowiska. Szczegółowe założenia znajdują się w załączniku 7.4.

Tabela 3 pokazuje, że jeśli całe zapotrzebowanie na wodór (lub nawet jego większość) miałyby zostać pokryte zeroemisyjnym wodorem krajowej produkcji, to potencjał wytwórczy w systemie elektroenergetycznym musi się znacznie zwiększyć w stosunku do dotychczasowych prognoz.

Jednocześnie warto zauważyć, że prognozowana moc źródeł bezemisyjnych w *Polityce energetycznej Polski do 2040 roku* jest znacznie mniejsza od prognoz Forum Energii. Dlatego konieczna jest rewizja strategii rządowych dotyczących rozwoju sektora energetycznego. Większa moc OZE będzie potrzebna zarówno po to, aby sprostać prognozowanej produkcji wodoru w *Strategii wodorowej Polski do roku 2030*, jak też potencjalnemu długoterminowemu zapotrzebowaniu<sup>60</sup>.

Największe zapotrzebowanie na biometan i wodór w 2050 r. będzie w sektorze elektroenergetycznym. Wynika to ze zwiększającego się popytu na energię elektryczną w pozostałych sektorach, która będzie pochodziła głównie ze źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych. Niskoemisyjne gazy mogą pełnić funkcję bilansującą zapotrzebowanie na energię elektryczną, gdy te źródła nie będą produkować energii lub gdy będzie jej za dużo.

Rysunek 15. Prognozowane zapotrzebowanie na wodór i biometan według sektorów i branż w 2050 r.



Źródło: opracowanie własne na podstawie założeń z załącznika 7.1.

Poza sektorem elektroenergetycznym największe zapotrzebowanie na wodór będzie w lotnictwie, a na biometan w transporcie morskim. Możliwość zaspokojenia krajowego zapotrzebowania na wodór własną produkcją będzie więc w dużej mierze zależała od rozwoju tych branż. Aby zredukować zapotrzebowanie na nowe moce do produkcji wodoru lub potrzebę jego importu, ważne jest rozwijanie alternatywnych, mniej energochłonnych sposobów transportu dalekobieżnego (w tym kolei).

Żeby zaspokoić zapotrzebowanie na zielony wodór we wszystkich sektorach, potrzebne będzie strategiczne podejście do jego pozyskiwania. Poza 36 TWh wodoru, które będzie produkowane z nadwyżek z energii z OZE w 2050 r., dodatkowe zapotrzebowanie na wodór może wynieść 83 TWh. Brakujący wodór można zapewnić m.in. poprzez:

- dodatkowe, dedykowane moce wytwórcze,
- import gazu ziemnego i produkcję niebieskiego wodoru,
- import wodoru (niebieskiego, fioletowego lub zielonego),
- import energii elektrycznej w celu wytwarzania większej ilości zielonego wodoru w procesie elektrolizy.

Każda z tych opcji niesie za sobą szanse i ryzyka, które warto rozważyć. Maksymalizacja produkcji zielonego wodoru z krajowych instalacji OZE ma najwięcej zalet w porównaniu z pozostałymi sposobami, ponieważ jest neutralna klimatycznie i zwiększa bezpieczeństwo energetyczne dzięki krajowej produkcji. Wyzwania przestrzenne związane z lokalizacją elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych mogą jednak nie pozwolić na to, by krajowa produkcja OZE w całości pokryła to zapotrzebowanie. Dlatego warto wziąć pod uwagę łączenie różnych opcji pozyskiwania brakującego wodoru, dostrzegając też związane z tym zagrożenia, np.:

- produkcja wodoru z energii elektrycznej pochodzącej z elektrowni jądrowych byłaby niemal bezemisyjna, ale pośrednio wspierałaby uzależnienie od importu paliwa jądrowego,
- wodór z węgla lub gazu ziemnego nadal nosiłby ślad węglowy, a w przypadku gazu, dodatkowo znacznie zwiększałaby się konieczność jego importu,
- elektroliza z importowanej energii elektrycznej nie dawałaby gwarancji, że wodór byłby produkowany ze źródeł bezemisyjnych, jednocześnie zwiększając uzależnienie od energii spoza Polski.

Import zielonego wodoru może więc być ważną opcją pod warunkiem uzyskania pewności, że rzeczywiście nie niesie za sobą śladu węglowego. Importować można też gotowe produkty, np. naftę lotniczą lub amoniak produkowane z zielonego wodoru. Jednak ważne jest, by polskie firmy uczestniczyły w łańcuchach dostaw produkcji wodoru poza Polską oraz mogły sprowadzać go w celu zwiększania krajowego i unijnego bezpieczeństwa energetycznego.

## 6. Podsumowanie i rekomendacje

Biometan i zielony wodór to nośniki energii, które umożliwią dekarbonizację polskiej gospodarki. Odegrają one szczególnie istotną rolę, zastępując węgiel, ropę i gaz ziemny w wysokoemisyjnych procesach trudnych do zelektryfikowania. Ważne, aby Polska zaczęła intensywnie rozwijać technologie i rynek niskoemisyjnych gazów, co zmniejszy ryzyko uzależnienia od dostaw gazu ziemnego, wodoru i biometanu w przyszłości. Kluczowe jest również rozwijanie efektywności energetycznej.

W perspektywie kolejnych 10 lat, dynamiczny rozwój niskoemisyjnych gazów stanowi szansę na nowoczesną dekarbonizację polskiej gospodarki. Żeby ją wykorzystać, muszą zostać stworzone odpowiednie warunki związane z systemami wsparcia, rozwojem OZE i identyfikacją priorytetów ich wykorzystania.

Rozwój biometanu i zielonego wodoru będzie wymagał strategicznego i wieloletniego wsparcia. Produkcja zielonego wodoru musi iść w parze z dynamiczną rozbudową nowych mocy OZE, a jego wykorzystanie będzie miało do 2030 r. strategiczne znaczenie w przemyśle.

Szczególnie warto promować zielony wodór w tych branżach, które narażone są na wysokie ceny CO<sub>2</sub>. Jednocześnie należy uruchomić potencjał produkcji biometanu. Będzie to szczególnie istotne w perspektywie redukcji emisji krótszym okresie (do 2030 r.) w sektorach, które wymagają pilnej modernizacji, takich jak ciepłownictwo i energetyka.

Dokumenty strategiczne powinny uwzględniać rolę wodoru i biometanu w całej gospodarce.

24

1. Planowanie średnioterminowe (2030 r.) i długoterminowe (2040 i 2050 r.) w takich dokumentach jak: *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030*<sup>61</sup>, *Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku*<sup>62</sup>, *Długoterminowa strategia przyczyniająca się do wypełnienia zobowiązań zgodnych z Porozumieniem paryskim*<sup>63</sup>, czy *Polska strategia wodorowa*.

Planowanie powinno uwzględniać:

- zapotrzebowanie na zielone gazy w całej gospodarce,
- zapotrzebowanie na moc w systemie elektroenergetycznym uwzględniającą potencjalny popyt na zielony wodór,
- maksymalizację potencjału wytwórczego biometanu, energii z energetyki wiatrowej (lądowej i morskiej) oraz energetyki fotowoltaicznej do produkcji zielonego wodoru.

2. Powinna powstać strategia rozwoju biogazu i biometanu, uwzględniająca krajowy potencjał wytwórczy i nakreślająca ścieżkę rozwoju tej branży zgodnie z ww. dokumentami.

<sup>61</sup> Ministerstwo Aktywów Państwowych, *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030*, 2019, <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu-na-lata-2021-2030-przekazany-do-ke>.

<sup>62</sup> Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Polityka energetyczna Polski do 2040 roku*, 2021, <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>.

<sup>63</sup> Zgodnie z wymogami *Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylecia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013, Dz. Urz. UE L 328/1.*



Regulacje powinny niwelować przepaść konkurencyjną między biometanem i zielonym wodorem a ich alternatywami w postaci ropy czy gazu ziemnego.

Będzie to możliwe poprzez:

- System wsparcia, w związku z którym warto rozważyć poniższe rozwiązania:
  - wdrożenie systemu typu taryf gwarantowanych (ang. *Feed in Tariff* – FIT) dla biogazu dostarczanego do instalacji oczyszczania i wtlaczania biometanu do sieci gazowej lub biometanu bezpośrednio wtlaczanego do sieci gazowej<sup>64</sup>,
  - wsparcie rozbudowy infrastruktury pozwalającej wtlaczać biometan do lokalnych sieci gazowych,
  - wdrożenie systemu typu kontrakt różnicowy (ang. *Contract for Difference* – CFD) dla przemysłu jako zachęty do przejścia na zielony wodór<sup>65</sup>,
  - wzmacnianie dynamiki zamawianej energii na aukcjach OZE, w szczególności dla fotowoltaiki i energetyki wiatrowej, żeby elektrolizery mogły jak najszybciej zacząć korzystać z najtańszej energii z OZE i energii nadwyżkowej.
- Obciążenie paliw kopalnych kosztami zewnętrznymi – warto np. rozważyć objęcie zasadą „zanieczyszczający płaci” emisji z ogrzewnictwa indywidualnego i ciepłowni poniżej 20 MW<sub>th</sub> oraz dostosowanie opłaty za emisję z transportu do ich realnych kosztów<sup>66</sup>.

Regulacje powinny ułatwiać rozwój produkcji biometanu i zielonego wodoru.

25

Umożliwi to:

- odejście od reguły „10 h” ograniczającej rozwój energetyki wiatrowej na lądzie i dostosowanie przepisów do potrzeb lokalnej społeczności<sup>67</sup>,
- wdrożenie regulacji normującej jakość dla biometanu, która obowiązywałaby producenta i odbiorcę,
- transparentne informowanie o stanie sieci gazowej, planach jej rozwoju i możliwości wtlaczania biometanu,
- wdrożenie programów edukacyjnych dla lokalnych społeczności o ryzykach i korzyściach wynikających z produkcji biogazu w celu zredukowania obaw,
- odejście od koncepcji wspierania rozwoju wodoru szarego i niebieskiego, aby zmaksymalizować dostępne środki publiczne na produkcję zielonego wodoru,
- stworzenie ustawy wodorowej w następstwie strategii wodorowej (zgodnie z zapowiedzią w projekcie).

Wymiana handlowa wodoru powinna być budowana na zasadzie premiowania importu wodoru nienoszącego śladu węglowego oraz promowania i ekspansji polskich firm w łańcuchach dostaw produkcji wodoru poza Polską.

<sup>64</sup> Przykład Francji pokazuje, jak można dynamicznie rozwinąć ten rynek poprzez zróżnicowane taryfy gwarantowane dla biometanu, w zależności od jego pochodzenia. A. Eden, Adelphi, Ecofys, *Bio-Methane Support Policy in France*, 2018, <https://www.euki.de/wp-content/uploads/2018/09/fact-sheet-bio-methane-support-policy-fr.pdf>.

<sup>65</sup> Projekt polskiej strategii wodorowej już wspomina o tym rozwiązaniu, ale bez szczegółów.

<sup>66</sup> *Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych*, Dz.U. z 2021 r. poz. 317.

<sup>67</sup> *Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych*, Dz.U. 2016 poz. 961.

## 7. Załączniki

### 7.1. Zapotrzebowanie

#### 7.1.1. Zapotrzebowanie na niskoemisyjne gazy w 2030 i 2050 r. w elektroenergetyce

Dane na temat zapotrzebowania na biometan i wodór w elektroenergetyce pochodzą z analiz prognostycznych Forum Energii, które dotyczyły optymalizacji wykorzystania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w 2030<sup>68</sup> i 2050 r.<sup>69</sup> Ze względu na rozwój gospodarczy oraz prognozowaną elektryfikację transportu i ogrzewania wskazano, że zapotrzebowanie na energię elektryczną znacznie wzrosło – z 169 TWh w 2019 r. do 200 TWh w 2030 r. i 295 TWh w 2050 r. W zużyciu tym rośnie udział energii, która jest pokrywana przez energię odnawialną (wiatrową i słoneczną), a uzupełnia go produkcja z mocy dyspozycyjnych, która w 2030 r. nadal stanowić będzie podstawę systemu (ale według prognoz w 2050 r. spadnie do 51 TWh).

W analizie dotyczącej 2030 r., zakładając zmniejszoną produkcję energii z węgla, zapotrzebowanie zostało skompensowane wzrostem mocy odnawialnych i gazowych. Zapotrzebowanie na gaz ziemny w tym sektorze zostało oszacowane na 35 TWh. Jego część mogłaby być pokryta przez biometan. Zgodnie ze scenariuszem *Accelerated Decarbonization Pathway* w analizie *Gas Decarbonisation Pathways 2020–2050*<sup>70</sup>, udział biometanu w konsumpcji metanu wynosi ok. 10%<sup>71</sup>. Dodatkowo, zakłada się produkcję 12,3 TWh energii elektrycznej z biogazowni, co by wymagało ok. 32 TWh biogazu<sup>72</sup>.

Analiza dotycząca 2050 r. mówi o łączeniu sektorów energii elektrycznej, transportu i ogrzewania poprzez elektryfikację (pojazdy elektryczne i pompy ciepła). Centralnym elementem transformacji jest wprowadzenie na szeroką skalę mocy odnawialnych, głównie lądowych i morskich elektrowni wiatrowych, a także fotowoltaiki. W analizie wskazano, że w Polsce należy zainstalować do 23 GW mocy w morskiej energetyce wiatrowej, 40 GW w lądowej energetyce wiatrowej i 72 GW w fotowoltaice, aby do 2050 r. wytwarzać niemal 100% energii ze źródeł odnawialnych<sup>73</sup>.

Dodatkowo w analizie założono, że energia dyspozycyjna jest wytwarzana z mieszanki paliw (gaz ziemny, wodór, biogaz i niewielkie ilości pozostałej produkcji węglowej). Jednak zapotrzebowanie na moc sterowalną mogłoby być w pełni zaspokojone przez niskoemisyjne gazy – biometan i zielony wodór. W okresach nadwyżki energii elektrycznej produkowanej ze źródeł odnawialnych wytwarzany byłby wodór. Aby osiągnąć dekarbonizację w 2050 r., scenariusz zakładający 100% udziału energii odnawialnej oznaczałby zapotrzebowanie na około 101 TWh gazów odnawialnych w celu zaspokojenia popytu w sektorze elektroenergetycznym i (wysoko zelektryfikowanym) sektorze ciepłowniczym w Polsce. Navigant szacuje, że to zapotrzebowanie zostanie pokryte po połowie wodorem i biometanem<sup>74</sup>.

Pełna dekarbonizacja systemu energetycznego opartego na OZE bez gazów odnawialnych i niskoemisyjnych wymagałaby bardzo dużej ilości biomasy stałej. Analiza na poziomie UE<sup>75</sup> wykazała, że w scenariuszu bez tego rodzaju gazów potrzebne byłoby 231 TWh biomasy w porównaniu z 254 TWh w scenariuszu z biometanem i wodorem. Został też oszacowany jako znacznie droższy na poziomie UE (171 mld euro rocznie więcej, biorąc pod uwagę wyższe koszty elektrowni na biomasę).

68 Forum Energii, *Jak wypełnić...*, op. cit.

69 Forum Energii, *Polska neutralna...*, op. cit.

70 Guidehouse, *Gas Decarbonisation Pathways 2020–2050*, 2020, [https://gasforclimate2050.eu/sdm\\_downloads/2020-gas-decarbonisation-pathways-study/](https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/2020-gas-decarbonisation-pathways-study/).

71 Przy założeniu, że koszt krańcowy spalania biometanu jest niższy od innych paliw kopalnych, czyli gdy regulacje (np. ETS nakłada wysoką cenę CO<sub>2</sub>) pozwalają na zastąpienie gazu ziemnego biometanem w elektrowniach.

72 Przy efektywności 38%, zgodnie z raportem *Gas Decarbonisation Pathways 2020–2050*.

73 Forum Energii, *Polska neutralna...*, op. cit. Przytoczono wyniki scenariusza S2-100+C+EV – 100% energii elektrycznej z OZE, integracja elektroenergetyki, ciepłownictwa i transportu.

74 101 TWh potencjalnego zapotrzebowania zarówno w sektorze elektroenergetycznym, jak i ciepłowniczym, przy założeniu elektryfikacji sektora ciepłowniczego, w którym zapotrzebowanie może wynieść do 37 TWh (na podstawie opracowania *Polska neutralna klimatycznie 2050*).

75 Szczegółowy przegląd analizy systemu elektroenergetycznego UE znajduje się w sekcji 5.2 opracowania Navigant, *Gas for...*, op. cit.

### 7.1.2. Zapotrzebowanie na niskoemisyjne gazy w 2030 i 2050 r. w ciepłownictwie

Zapotrzebowanie na biometan i wodór w ciepłownictwie na rok 2030 i 2050 wynika z analizy prognostycznej Forum Energii<sup>76</sup>. Analiza ta przedstawia ścieżki transformacji ciepłownictwa przy termomodernizacji 75% budynków i redukcji zapotrzebowania na energię. Zakładając eliminację węgla w miksie energetycznym do 2040 r., najbardziej progresywny scenariusz jest porównywalny kosztowo do najtańszego. Pozostała część miksu, będąca gazem ziemnym (już po elektryfikacji i optymalizacji wykorzystania OZE), może stanowić potencjał wymiany na biometan i wodór.

W zależności od przyjętego scenariusza, zapotrzebowanie na zielone gazy w tym sektorze może wynieść 1,4–3,8 mld m<sup>3</sup> (23–37 TWh) w 2050 r. Zakładając, że wzrost wykorzystywania odnawialnych gazów w tym sektorze będzie proporcjonalnie wzrastał do 2050 r., zapotrzebowanie w 2030 r. wyniesie 1/3 zapotrzebowania na rok 2050 (czyli między 8–12 TWh). Założono, że połowa potrzeb będzie pokryta wodorem, a druga połowa biometanem.

### 7.1.3. Zapotrzebowanie na zielone gazy w 2030 i 2050 r. w transporcie

Zapotrzebowanie na biometan i wodór w transporcie do 2030 r. wynika z prognozy zawartej w *Strategii zrównoważonego rozwoju transportu do 2030 roku*, która określa kluczowe cele rozwoju sektora transportowego w Polsce ze szczególnym uwzględnieniem zwiększenia dostępu do transportu<sup>77</sup>. W oparciu m.in. o średnie dane do 2030 r., powstała prognoza do 2050 r.

Tabela 5. Przewidywany rozwój transportu drogowego (mln pojazdokilometrów) na podstawie średniego tempa przyrostu prognozowanego przez rząd

Środek transportu	Minimum	Maksimum	2020	2030	2050
Lekki transport drogowy*	0,8%	1,6%	7,270	8,904	11,304
Pojazdy ciężarowe	0,8%	1,6%	14,132	15,923	20,213
Autobusy	-0,1%	-1%	1,255	1,200	1,080

27

\*Nie uwzględnia samochodów osobowych, zakładając ich pełną elektryfikację do roku 2050. Wskaźniki wzrostu dla samochodów ciężarowych i lekkich samochodów dostawczych oparte są na spodziewanym wzroście ilości ładunków w transporcie drogowym.

Źródła: Eurostat; Ministerstwo Infrastruktury, *Strategia Zrównoważonego Rozwoju Transportu do 2030 roku*, 2019, <https://www.gov.pl/web/infrastruktura/projekt-strategii-zrownowazonego-rozwoju-transportu-do-2030-roku2>.

Strategia zawiera prognozę dla różnych środków transportu wyrażoną w pojazdokilometrach. Prognozy zaś przekładają się na zapotrzebowanie na energię, której nośnikami mogą być również wodór i biometan. W dalszej części zostały przedstawione potencjalne ścieżki dekarbonizacji w głównych segmentach transportu. Zapotrzebowanie i wykorzystanie zielonych gazów zostało oszacowane na podstawie optymalizacji miksu paliw poprzez analizę kosztów społecznych zawierających analizę porównawczą prognozowanych kosztów zakupu i utrzymania pojazdów, paliwa, a także infrastruktury do ładowania/tankowania<sup>78</sup>.

- **Lekki transport drogowy** – spadające koszty pojazdów napędzanych energią elektryczną z akumulatorów, w połączeniu z dotacjami rządowymi i rozbudową infrastruktury ładowania, zwiększają rozpowszechnienie pojazdów elektrycznych w tym segmencie. Szacuje się, że optymalnym miksem technologii do 2050 r. byłaby pełna elektryfikacja samochodów osobowych oraz 90% lekkich samochodów dostawczych (pozostałe 10% byłoby napędzane wodorem).
- **Autobusy** – elektryczne autobusy akumulatorowe stają się coraz tańszym sposobem na osiągnięcie zerowej emisji. Przynoszą oszczędności wynikające z mniejszych kosztów energii i konserwacji. Wraz ze spadkiem cen akumulatorów, spadają także koszty zakupu pojazdów. Natomiast przyszły spadek kosztów ogniw paliwowych, a także systemów produkcji i magazynowania wodoru, może uatrakcyjnić

<sup>76</sup> Forum Energii, *Czyste ciepło 2030. Strategia dla ciepłownictwa*, 2019, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/czyste-cieplo-2030>.

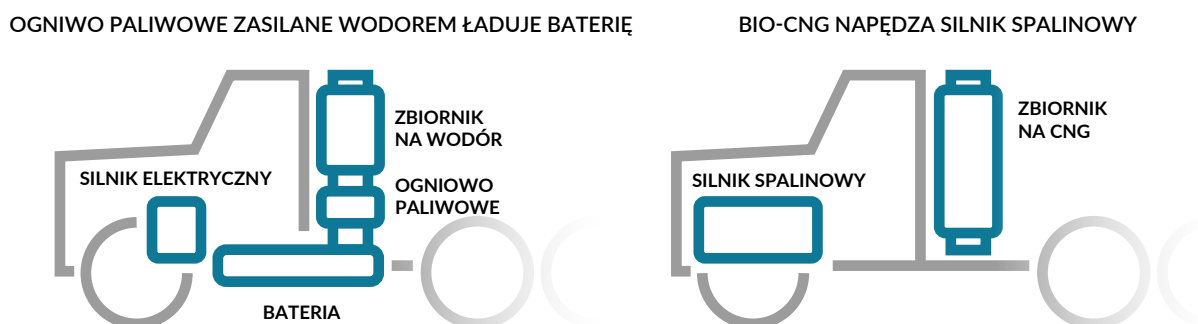
<sup>77</sup> Ministerstwo Infrastruktury, *Strategia Zrównoważonego Rozwoju Transportu do 2030 roku*, 2019, Warszawa, <https://www.gov.pl/web/infrastruktura/projekt-strategii-zrownowazonego-rozwoju-transportu-do-2030-roku2>.

<sup>78</sup> Szczegółowa analiza kosztów społecznych różnych technologii transportowych znajduje się w sekcji I.1 raportu *Gas for Climate*. Należy zwrócić uwagę, że optymalna mieszanka paliw dla pojazdów ciężarowych została od tego czasu zaktualizowana w raporcie *Gas Decarbonisation Pathways 2020–2050* z 2020 r., rozszerzającym raport *Gas for Climate* z 2019 r. i obejmuje większy udział bio-LNG.

wykorzystanie wodoru w elektrycznych autobusach napędzanych ogniwami paliwowymi, zwłaszcza na trasach międzymiastowych i dalekobieżnych. Szacuje się, że do 2050 r. 75% autobusów będzie miało napęd bateryjno-elektryczny (głównie autobusy miejskie), a 25% wodorowo-elektryczny (autobusy międzymiastowe).

- **Samochody ciężarowe** – przewiduje się, że dekarbonizacja pojazdów ciężarowych będzie odbywać się na trzech zasadach: elektryfikacja, wodór stosowany w układach napędowych ogniw paliwowych oraz biometan (w postaci bio-CNG lub bio-LNG w zależności od cyklu pracy pojazdu i tras).
  - Samochody ciężarowe, które mają przewidywalne dzienne trasy i powracają do dedykowanych parkingów i punktów serwisowych, prawdopodobnie zostaną zelektryfikowane.
  - Cięższej klasy pojazdy, które zazwyczaj pełnią funkcje dalekobieżne, są trudniejsze do zelektryfikowania ze względu na ciężar akumulatorów elektrycznych i wymagają bardziej skondensowanych paliw, takich jak biometan i wodór<sup>79</sup>. W perspektywie krótko- i średnioterminowej autobusy będą zasilane bio-CNG/LNG – optymalnymi paliwami do dekarbonizacji pojazdów ciężarowych ze względu na koszty infrastruktury i dostępność. Do 2030 r. około 40% samochodów ciężarowych może być napędzanych biogazem i gazem ziemnym (bio-CNG/LNG), a bezpośrednie wykorzystanie wodoru w transporcie będzie ograniczone. Jednak Dyrektywa RED II<sup>80</sup> pozwala na „współprzetwarzanie” odnawialnych surowców w rafineriach w celu zaliczenia ich na poczet realizacji celów OZE w transporcie. Oznacza to, że zielony wodór wykorzystywany w rafineriach liczy się do osiągnięcia celu 14% udziału energii odnawialnej w transporcie, nawet jeśli jego produkcja obejmuje olej napędowy/benzynę. Do 2030 r. może to być najważniejsza rola wodoru w transporcie.
  - Prognozuje się, że w dłuższej perspektywie stosowanie wodoru w pojazdach elektrycznych z ogniwami paliwowymi stanie się bardziej opłacalne ze względu na lepsze osiągi paliwa i malejące koszty. Wówczas do 2050 r. większość pojazdów ciężarowych dalekiego zasięgu będzie napędzana wodorem, z wyjątkiem mniejszego udziału samochodów ciężarowych o dużej ładowności napędzanych bio-LNG, który umożliwi większy zasięg i szybsze tankowanie. Szacuje się, że w 2050 r. samochody ciężarowe będą miały napędy pochodzące w 30% z energii elektrycznej z akumulatorów, 50% z wodoru i 20% z bio-LNG.

Rysunek 16. Uproszczony schemat budowy samochodów ciężarowych korzystających z biometanu i wodoru jako paliwa



Źródła: opracowanie własne na podstawie State of California Air Resources Board, *Draft Technology Assessment: Medium- And Heavy-Duty Fuel Cell Electric Vehicles*, 2015, [https://ww2.arb.ca.gov/sites/default/files/classic/msprog/tech/techreport/fc\\_tech\\_report.pdf](https://ww2.arb.ca.gov/sites/default/files/classic/msprog/tech/techreport/fc_tech_report.pdf) oraz U.S. Department of Energy, Alternative Fuels Data Center, *How Do Natural Gas Class 8 Trucks Work?* <https://afdc.energy.gov/vehicles/how-do-natural-gas-class-8-trucks-work>.

79 Przy założeniu Navigant, że gęstość energii wodoru wynosi około 35% gęstości energii benzyny, podczas gdy gęstość energii akumulatora litowo-jonowego wynosi zaledwie 1% gęstości energii benzyny. Różnica ta jest w pewnym stopniu kompensowana przez fakt, że silniki elektryczne są bardziej wydajne w przetwarzaniu paliwa na energię niż silniki spalinowe oraz ze względu na ciężar zbiorników H<sub>2</sub>.

80 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (wersja przekształcona), Dz. Urz. UE L/328/82.

Stopień dekarbonizacji różnych segmentów transportu drogowego będzie zależał od polityki rządowej, rozwoju infrastruktury ładowania/tankowania oraz zachowań konsumenckich. Zgodnie ze scenariuszem *Accelerated Decarbonization Pathway* w analizie *Gas for Climate*<sup>81</sup> Navigant oszacował, że do 2030 r. około 35% floty samochodów osobowych, autobusów i lekkich samochodów dostawczych może stanowić pojazdy typu BEV, a 40%<sup>82</sup> samochodów ciężarowych będzie napędzane bio-CNG/LNG. W tym scenariuszu zapotrzebowanie Polski na bio-CNG/LNG w transporcie drogowym wzrośnie do 9 TWh w 2030 r. i 10,8 TWh w 2050 r. Zapotrzebowanie na wodór pojawi się po 2030 r. i do 2050 r. wzrośnie do 15 TWh.

## Żegluga

Biorąc pod uwagę powolne tempo wymiany statków i koszty paliwa, mało prawdopodobne jest, aby przed 2030 r. miks paliw w żegludzie znacznie się zmienił. Obecnie wprowadzane regulacje mogą doprowadzić do szybkiej dekarbonizacji dopiero po 2030 r., w zależności od różnych segmentów żeglugi i typowych pokonywanych odległości.

Statki lub promy pływające na krótkich dystansach zostaną zelektryfikowane. Napęd elektryczny z bateriami jest dwa razy bardziej wydajny niż w przypadku statków konwencjonalnych. To sprawia, że baterie są optymalnym kosztowo rozwiązaniem dla żeglugi krajowej oraz krótko- i średniodystansowej żeglugi międzynarodowej, np. mniejszych statków lub promów kursujących na regularnych trasach w obrębie Morza Bałtyckiego. Navigant zakłada, że do 2050 r. cała żegluga krótkodystansowa (krajowa i na Morzu Bałtyckim) zostanie zelektryfikowana.

Niska gęstość energii akumulatorów (skutkująca zwiększoną masą i wymaganą przestrzenią) sprawia, że elektryfikacja żeglugi dalekiego zasięgu jest niewykonalna. Aby obniżyć koszty infrastruktury niezbędnej do tankowania i inwestycji w nowe statki, konieczne jest wprowadzenie jednej opcji tankowania dla żeglugi na całym świecie. Oczekuje się, że w perspektywie długoterminowej optymalną pod względem kosztów opcją dla żeglugi dalekiego zasięgu będzie bio-LNG.

Dyrektywa UE w sprawie infrastruktury paliw alternatywnych<sup>83</sup> wymaga, aby LNG był dostępny od 2025 r. we wszystkich portach bazowych TEN-T UE, co obejmuje porty w Szczecinie/Świnoujściu i Gdyni/Gdańsku. Operatorzy statków będą mieli więc możliwość stopniowego przestawiania swojej floty na zasilanie LNG. W miarę wzrostu dostępności biometanu, statki te będą mogły płynnie przejść na bezemisyjny bio-LNG. Jednostki napędzane obecnie olejem napędowym mogłyby w przyszłości przestawić się na biodiesel, ponieważ istniejąca infrastruktura służąca do tankowania, mogłaby zostać ponownie wykorzystana. Prognozuje się jednak, że biodiesel (szacowany w 2050 r. na 79 euro/MWh<sup>84</sup>) będzie droższy niż bio-LNG szacowany na 69 euro/MWh. Przewiduje się więc, że do 2050 r. cała żegluga dalekobieżna będzie odbywać się z wykorzystaniem bio-LNG, co sprawi, że zapotrzebowanie na to paliwo wyniesie 23 TWh<sup>85</sup>.

29

## Lotnictwo

Aby zdekarbonizować lotnictwo do 2050 r., ważne będzie ograniczenie obecnego tempa wzrostu liczby pasażerów. Można tego dokonać poprzez zachęcanie do przechodzenia na transport kolejowy w przypadku lotów krajowych i europejskich, a także poprzez silniejszy sygnał cenowy w postaci wyższych cen biletów wynikających z cen CO<sub>2</sub>. Efektywność paliwową samolotów można również poprawić poprzez zastosowanie lekkich materiałów, lepsze zarządzanie ruchem lotniczym i zwiększenie wykorzystania samolotów. Zapotrzebowanie na energię można jeszcze bardziej ograniczyć poprzez przyjęcie nowej generacji samolotów (Gen II), które mają skrzydła o konstrukcji mieszanej<sup>86</sup>.

81 Guidehouse, *Gas Decarbonisation...*, op. cit.

82 Guidehouse, *Gas Decarbonisation...*, op. cit., sekcja 5.3.2.

83 *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE z dnia 22 października 2014 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych*, D. Urz. UE L 307/1.

84 Navigant, *Gas for...*, op. cit.

85 Navigant szacuje, że w miarę konwergencji polskiej gospodarki ze średnią unijną, udział towarów przeladowywanych w polskich portach może wzrosnąć w kierunku 5% ogółu UE do 2050 r. (aktywność w polskich portach stale rośnie – w 2009 r. przeladowano w nich 1,8% ładunków UE, a od tego czasu udział ten wzrósł do 3% w 2018 r.). Prognozuje się, że zapotrzebowanie UE na bio-LNG w żegludzie wyniesie 459 TWh. Wykorzystując przewidywany udział towarów obsługiwanych w polskich portach, zapotrzebowanie na bio-LNG dla żeglugi w Polsce może wynieść 23 TWh w 2050 r.

86 Transport&Environment, *Roadmap to decarbonizing European Aviation*, 2018, <https://www.transportenvironment.org/publications/roadmap-decarbonising-european-aviation>.

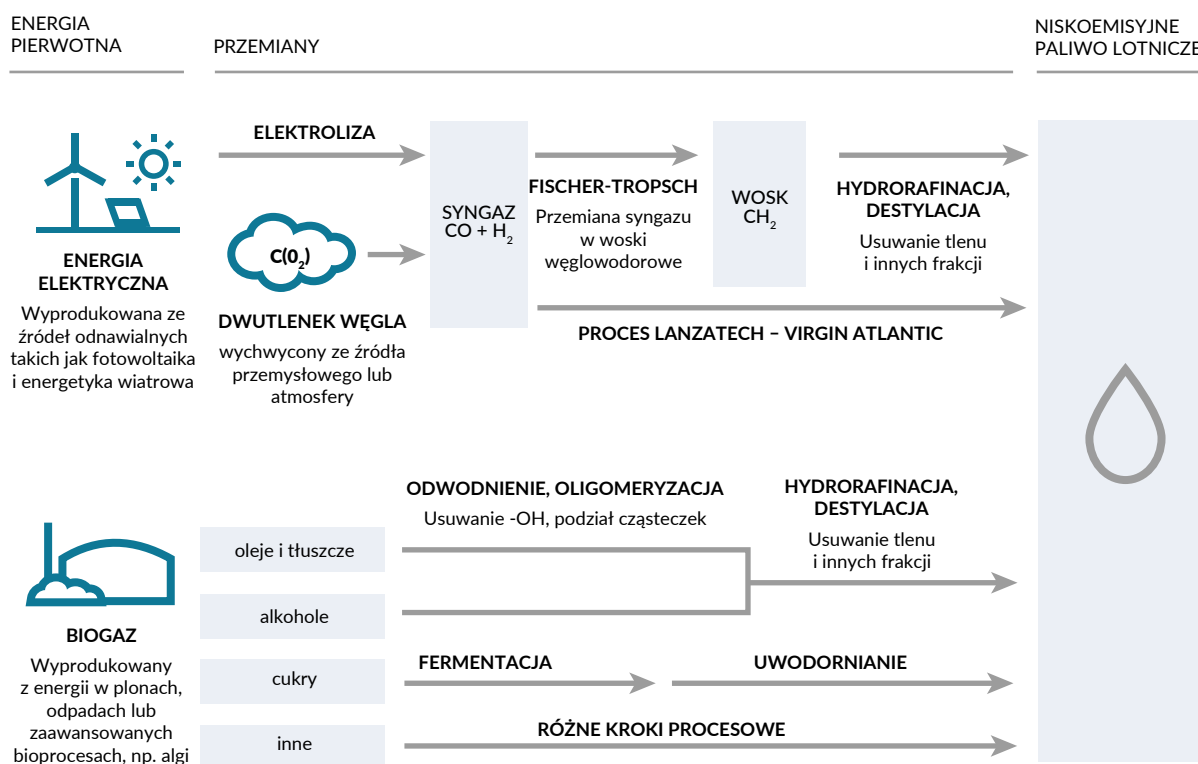
Dekarbonizacja lotnictwa poprzez zastosowanie energii elektrycznej, gazu niskoemisyjnego lub odnawialnego stanowi wyzwanie ze względu na konieczność zastosowania paliwa o bardzo wysokiej gęstości energetycznej i wysokich standardach bezpieczeństwa. Całkowicie elektryczne samoloty znajdują się nadal we wczesnej fazie rozwoju i oczekuje się, że staną się alternatywą jedynie dla małych i lekkich statków powietrznych, które latają na krótkich trasach.

W celu ograniczenia emisji z sektora lotnictwa zostanie opracowana i rozpowszechniona odnawialna nafta lotnicza (inaczej kerozyna) produkowana z paliw syntetycznych wytwarzanych dzięki energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii lub z biopaliw. Będą to:

- **paliwa syntetyczne** produkowane z wodoru, który jest połączony z węglem wychwyconym ze źródeł przemysłowych lub z atmosfery; do 2050 r. coraz ważniejsze będzie, aby węgiel pochodził również ze źródeł odnawialnych (rysunek 17),
- **biopaliwo** (biokerozyna) produkowane z wielu paliw organicznych, najlepiej tych, które mogą być wykorzystywane do produkcji biometanu (np. odpady lub pozostałości rolnicze).

Prognozuje się, że paliwa syntetyczne będą kosztować 1050–1300 euro/t w 2050 r., czyli znacznie więcej niż przewidywana cena konwencjonalnej ropy, która ma wynosić 600 euro/t<sup>87</sup>. Wyższy koszt biokerozyny mógłby zostać pokryty wyższymi cenami biletów, co doprowadziłoby do zmniejszenia popytu w sektorze lotnictwa.

Rysunek 17. Ścieżki produkcji paliwa lotniczego neutralnego dla klimatu



Źródło: Navigant, *Gas for...*, op. cit.

Biorąc pod uwagę powolne tempo wymiany samolotów i koszty paliwa, mało prawdopodobne jest, aby miks paliw w lotnictwie uległ znacznym zmianom przed 2030 r. W 2030 r. około 2% zapotrzebowania na naftę lotniczą może zostać zaspokojone za pomocą biokerozyny (ze względu na niewielki udział pominięto ją w danych liczbowych dla 2030 r.).

87 Navigant, *Gas for...*, op. cit., załącznik I.3 – cena wynika z założenia kosztu zielonego wodoru na poziomie 44–61 euro/MWh i CO<sub>2</sub> równemu 13 euro/MWh.

Prognozuje się jednak, że polityka opracowywana obecnie przez UE oraz decyzje inwestycyjne w nadchodzącym dziesięcioleciu spowodują szybkie upowszechnienie paliw alternatywnych po 2030 r. Doprowadzi to do zapotrzebowania na 25 TWh nafty syntetycznej<sup>88</sup>, co wymaga szacunkowo 35,7 TWh wodoru<sup>89</sup>. Uwodornianie w produkcji biokerozyny będzie wymagało dodatkowego zużycia wodoru.

Polski rząd przewiduje, że ruch lotniczy będzie wzrastał w średnim tempie 5,6% rocznie do 2030 r.<sup>90</sup> Jeśli takie tempo wzrostu utrzyma się do 2050 r., zapotrzebowanie na energię w lotnictwie wzrośnie do 77 TWh. Oczekuje się jednak, że poprawa efektywności samolotów (redukcja zapotrzebowania na energię szacowana na 6% do 2050 r.), upowszechnienie samolotów Gen-II (redukcja o 3%) oraz ograniczenie popytu spowodowane wyższymi cenami biletów (redukcja o 27% w porównaniu z „biznes jak zwykle”) zmniejszą długoterminowe zapotrzebowanie na energię w lotnictwie. Ostatecznie może ono w Polsce wzrosnąć trzykrotnie – do poziomu 50 TWh do 2050r. podzielonego równo pomiędzy naftę syntetyczną i biokerozynę (po 25 TWh)<sup>91</sup>.

#### 7.1.4. Zapotrzebowanie na niskoemisyjne gazy w 2030 i 2050 r. w przemyśle

Spośród najbardziej emisyjnych branż przemysłu wytwórczego potencjał do zastąpienia paliw kopalnych gazami niskoemisyjnymi istnieje głównie w branży chemicznej, produkcji stali i rafineriach.

Tabela 6. Wysokoemisyjny przemysł z potencjałem wykorzystania biometanu i zielonego wodoru

Branża	Emisje [mln ton CO <sub>2</sub> ]	Znaczący potencjał dla wodoru lub biometanu
Chemiczna*	6,6–10,5	Tak
Hutnicza	7,3	Tak
Rafinerie	4,3	Tak
Cement	11,3	wykorzystanie odpadów biomasowych
Spożywcza**	4,6	elektryfikacja i wykorzystanie OZE

31

\* 6,6 mln ton oraz ilość instalacji na podstawie danych EUTL; 10,5 mln ton na podstawie danych KOBiZE.

\*\* Ze względu na wysoką liczbę pojedynczych instalacji z niewielkimi emisjami, dane te nie zostały zweryfikowane wobec EUTL i liczba lokalizacji instalacji nie została ustalona.

Źródła: opracowanie własne na podstawie danych European Union Transaction Log (<https://ec.europa.eu/clima/ets/napMgt.do>) i *National Inventory Report 2020* (KOBiZE, 2020, <https://www.kobize.pl/en/fileCategory/id/16/krajowa-inwentaryzacja-emisji>).

Tabela 7 przedstawia obiecujące zastosowania zielonych gazów w przemyśle.

Zapotrzebowanie na biometan i wodór w przemyśle na rok 2030 i 2050 wynika ze scenariusza *Optimized Gas* w zawartego analizie *Gas for Climate* z 2019 r., który opiera się głównie na wodorze. Zastąpienie wodoru biometanem jest w większości przypadków możliwe i stanowi alternatywę w miejscach, gdzie biometan jest dostępny w większych ilościach.

88 W 2019 r. w Polsce zużyto 14,4 TWh nafty lotniczej. Źródło: Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego, *Przemysł i handel naftowy 2019, 2020*, <https://popihn.pl/wp-content/uploads/2021/01/Raport-za-2019.pdf>.

89 W przypadku, gdyby zapotrzebowanie na paliwo lotnicze pozostało na stałym poziomie 14,4 TWh w 2050 r. i gdyby połowę tej ilości dostarczała syntetyczna nafta, to do jej produkcji potrzebne byłoby około 10 TWh wodoru, przy czym produkcja biokerozyny może przynieść dodatkowo redukcję emisji.

90 Ministerstwo Infrastruktury, *Strategia Zrównoważonego Rozwoju...*, op. cit.

91 Szczegółową analizę na poziomie UE zawiera załącznik I.3 do analizy *Gas for Climate*.



Tabela 7. Potencjał (zapotrzebowanie) na gaz niskoemisyjny w polskim przemyśle [TWh]<sup>92</sup>

	2030					2050				
	Amoniak	HVC	Stal	Rafinerie	Suma	Amoniak	HVC	Stal	Rafinerie	Suma
biometan								6,1		6,1
niebieski wodór	1,1			0,4	1,5	5,9		1,1	0,9	7,9
zielony wodór	2,2				2,2	9,3	7,8	1,8	1,3	20,2

Źródło: opracowanie własne.

### Branża chemiczna

Branża chemiczna może wykorzystać zielony wodór do produkcji amoniaku, etylenu i propylenu. Amoniak jest istotnym komponentem przy produkcji nawozów. Etylen i propylen są natomiast ważnymi elementami w produkcji tworzyw sztucznych.

W 2018 r. w Polsce wyprodukowano 2,5 mln ton amoniaku poprzez przetworzenie 22,5 TWh gazu ziemnego na 15,2 TWh wodoru, który następnie wszedł w reakcję z azotem, tworząc amoniak (NH<sub>3</sub>) i emitując 4,4 Mt CO<sub>2</sub> (emisje procesowe)<sup>93</sup>. Amoniak przetwarzany jest dalej m.in. na nawozy. Dzięki wyposażeniu obecnej produkcji wodoru w CCS lub zastąpieniu niebieskiego wodoru wodorem zielonym, amoniak może być produkowany przy niemalże zerowej emisji CO<sub>2</sub>.

- Instalacje do produkcji amoniaku są często częścią wysoce zintegrowanych zakładów chemicznych. Zastąpienie jednostki produkującej szary/niebieski wodór produkcją lub przyłączeniem do sieci zielonego wodoru, może wymusić zmiany w procesie produkcyjnym.
- Część produkowanego w Polsce amoniaku jest przekształcana w mocznik w wyniku reakcji amoniaku z CO<sub>2</sub> powstającym podczas jego produkcji. Rocznie do produkcji mocznika zużywa się ok. 1,2 mln ton CO<sub>2</sub><sup>94</sup>. Podczas stosowania mocznika jako nawozu, dwutlenek węgla jest ponownie emitowany z pól. W przypadku, gdy do produkcji amoniaku byłby wykorzystywany odnawialny wodór, do produkcji mocznika należy pozyskiwać CO<sub>2</sub> ze zrównoważonego źródła, co byłoby zgodne z zasadą gospodarki zeroemisyjnej. Do 2030 r. wymiana instalacji do produkcji szarego wodoru nie jest opcją oczywistą ze względu na konieczność kosztownych zmian w instalacjach.
- Na rok 2030 zakłada się wykorzystanie 7% niebieskiego wodoru i 15% zielonego wodoru. Zakładając na rok 2050 potencjał wynoszący 100% zielonego wodoru, zapotrzebowanie może wynieść 15,2 TWh.

<sup>92</sup> Zakładając, że w produkcji HVC opartej na wodorze, wodór zielony stanowi 72%, a niebieski 28% wodoru ogółem (stosunek między tymi dwoma źródłami pochodzi ze ścieżki przyspieszonej dekarbonizacji zawartej w opracowaniu *Gas Decarbonisation Pathways 2020–2050*).

<sup>93</sup> KOBIZE, *National Inventory Report 2020, 2020*, Annex 3.2, <https://www.kobize.pl/en/fileCategory/id/16/krajowa-inwentaryzacja-emisji>.

<sup>94</sup> Roczna produkcja mocznika wynosi 1,64 Mt/rok (2018). Do produkcji 1 mola mocznika (M=60) potrzebny jest 1 mol CO<sub>2</sub> (M=44). Źródło: KNOEMA, *Poland – Urea Production*, <https://knoema.com/atlas/Poland/topics/Agriculture/Fertilizers-Production-Quantity-in-Nutrients/Urea-production>.

Roczna produkcja etylenu i propylenu, dwóch najważniejszych wysokowartościowych chemikaliów, to ok. 700 kton i 385 kton<sup>95</sup>. Ich produkcja odbywa się poprzez kraking parowe. Etylen i propylen mogą być również wytwarzane w alternatywny sposób, silnie ograniczając lub eliminując emisję gazów cieplarnianych poprzez:

- produkcję etylenu i propylenu na bazie metanolu, produkowanego poprzez połączenie wychwyconego CO<sub>2</sub> z wodorem. Wymaga to 2,28 tony metanolu na tonę etylenu/propylenu<sup>96</sup>, co przekłada się na 15,7 TWh<sup>97</sup> wodoru dla wyżej wymienionych ilości etylenu i propylenu. Zgodnie z założeniem raportu *Gas for Climate*, jeśli w 50% zastosuje się proces wykorzystania metanolu do produkcji olefin (MTO) w 2050 r.<sup>98</sup>, potencjalne zapotrzebowanie na wodór do produkcji etylenu wyniesie ok. 8 TWh (po 2030 r.). Należy mieć na uwadze, że prognozy te są trudne do oszacowania, ponieważ istnieje kilka alternatywnych ścieżek produkcji metanol-olefiny. Ponadto obliczenia dotyczące krakingu parowego, ze względu na ich silną integrację z rafineriami oraz silną integrację cieplną, są złożone i zostały mocno uproszczone na potrzeby tej części raportu. Istnieje jednak potencjał wzrostowy, ponieważ wodór może być również wykorzystywany w metanolu do aromatów i jest także wymagany przy stosowaniu bionafty/oleju z pirolizy. Istotnym jest, że:
  - proces wykorzystujący metanol nie tylko eliminuje emisję z krakingu parowego, ale również emisję z tworzyw sztucznych wytwarzanych z etylenu i propylenu pod koniec ich cyklu życia,
  - jest to jeszcze proces daleki od konkurencyjności ekonomicznej,
  - w trakcie krakingu, oprócz produkcji propylenu i etylenu, często produkowane są również benzen, toluen i ksylen. Związki te mogą być również produkowane w podobnym procesie (metanol-do-węglowodorów aromatycznych), co skutkowałoby zwiększonym zapotrzebowaniem na wodór. Dodatkowy potencjał wykorzystania wodoru wynika z wykorzystania związków niestechiometrycznych w procesie metanol-do-olefiny,
  - PKN Orlen zapowiedział inwestycje w produkcję olefin w Płocku. Potencjalne późniejsze zastąpienie procesów na MTO zwiększa potencjalne zapotrzebowanie na wodór<sup>99</sup>.
- wykorzystanie bionapędu naftowego lub oleju z pirolizy z odpadów (z recyklingu chemicznego) – oba surowce muszą być uwodornione, aby uzyskać odpowiednią jakość surowca, prowadząc do zwiększonego zapotrzebowania na zielony wodór,
- inne ścieżki (bez gazu) wymagają zastosowania CCS przy obecnych procesach krakingu lub wykorzystania odnawialnej energii elektrycznej jako źródła energii dla krakerów parowych, w połączeniu z CCS w spalarniach odpadów.

33

Dodatkowy potencjał w zakresie wykorzystania biogazu/biometanu/wodoru:

- **cele grzewcze** – gazy często zastępują paliwa stałe (o wysokiej intensywności emisji), ale ponieważ potencjał ten konkuruje z alternatywami, takimi jak ogrzewanie elektryczne, ciepło geotermalne i pompy ciepła, potencjał ten nie został określony ilościowo w przemyśle,
- **reakcje uwodornienia**, których potencjał jest szacowany na mniej niż 10% emisji przemysłu chemicznego z wyłączeniem produkcji amoniaku/olefin.

95 Liczby te opierają się na danych z 2005 r. dotyczących instalacji Olefin II PKN Orlen (Orlen, 2005, <https://www.orken.pl/EN/PressOffice/Pages/ORLENcompleteditsbiggestp.aspx>). KOBIZE podaje znacznie niższe liczby dotyczące produkcji etylenu w 2018 r., ale uważa się, że starsze informacje PKN Orlen są bardziej realistyczne (KOBIZE, *National inventory...*, op. cit.).

96 A. M. Bazzanella, F. Ausfelder, Dechema, *Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry*, 2017, [https://cefic.org/app/uploads/2019/01/Low-carbon-energy-and-feedstock-for-the-chemical-industry-DECHEMA\\_Report-energy\\_climate.pdf](https://cefic.org/app/uploads/2019/01/Low-carbon-energy-and-feedstock-for-the-chemical-industry-DECHEMA_Report-energy_climate.pdf).

97 Przy zastosowaniu 0,19 tony H<sub>2</sub> na tonę metanolu i niższej wartości opałowej dla wodoru wynoszącej 120 TJ/kton. Na podstawie: Navigant, *Gas for...*, op. cit.

98 Navigant, *Gas for...*, op. cit.

99 R. Brelsford, *Oil gas and Journal*, *PKN Orlen lets contract for Plock petrochemicals expansion*, 2019, <https://www.ogj.com/refining-processing/article/14072900/pkn-orken-lets-contract-for-plock-petrochemicals-expansion>.

## Stal

W Polsce w 2018 r. w piecach elektrycznych wyprodukowano 4,9 mln ton stali (48%)<sup>100</sup>. Ten proces produkcji stali opiera się na złomie stalowym i charakteryzuje się znacznie niższą emisją niż technologia wielkiego pieca.

Pozostałe 5,4 mln ton stali wyprodukowano w wielkich piecach, dla których istnieją następujące ścieżki dekarbonizacji<sup>101</sup>:

- DRI (ang. *Direct Reduced Iron* – redukcja bezpośrednia):
  - na bazie wodoru, w trakcie której zużywa się 64 kg H<sub>2</sub> i 39 m<sup>3</sup> biometanu na tonę surowej stali,
  - na bazie biometanu, w trakcie której wykorzystuje się 290 m<sup>3</sup> biometanu na tonę surowej stali.
- IBRSR (ang. *Iron Bath Reactor Smelting Reduction* – redukcja poprzez topnienie): instalacja zaopatrzona w CCS wykorzystuje 60 m<sup>3</sup> biometanu na tonę stali surowej. Emisja CO<sub>2</sub> wynosi 0,36 tony na tonę stali surowej i jest o ok. 80% niższa niż obecne emisje w przypadku produkcji stali.

Zakładając, że oba sposoby będą wykorzystywane do obecnej produkcji z wielkiego pieca w 2050 r. (przy czym proces DRI będzie w 50% oparty na wodorze, a w 50% na biometanie), zapotrzebowanie może wynieść 3 TWh wodoru i 6 TWh biometanu. Już przed 2030 r. wodór może być stosowany w mniejszych ilościach, zastępując paliwa kopalne.

## Rafinerie

Przyszłość rafinerii w gospodarce niskoemisyjnej jest niejasna, ponieważ alternatywne nośniki energii opisane dla sektora transportowego zostałyby wykorzystane kosztem tradycyjnych produktów rafineryjnych, takich jak benzyna, olej napędowy i nafta. Rafinerie mogłyby zostać całkowicie przekształcone w biorafinerie. Unijny instytut badawczy dla koncernów naftowych Concawe wskazuje, że doraźna produkcja wodoru odpowiada za 15% obecnych całkowitych emisji CO<sub>2</sub> z systemu rafinerii UE<sup>102</sup>. W przypadku, gdyby ten sam stosunek dotyczył polskich rafinerii, oznaczałoby to, że produkcja wodoru prowadzi do emisji 0,65 Mton CO<sub>2</sub> w rafineriach, sprowadzając ją do 2,2 TWh wodoru<sup>103</sup>. Ten wodór (obecnie szary) może być zastąpiony przez niebieski lub zielony. Przyjmując podobną logikę, co w przypadku produkcji amoniaku i wliczając niepewność obecnej produkcji H<sub>2</sub> w SMR, potencjał niebieskiego wodoru w 2030 r. wynosi 0,4 TWh. Istnieje natomiast duża możliwość wzrostu produkcji poprzez:

- pełne wykorzystanie zdolności produkcyjnych w rafineriach w zakresie produkcji wodoru (przez SMR) przy pracy przez 8000 godzin/rok,
- dalszą optymalizację pracy rafinerii i zastosowanie biogazu/biometanu/wodoru<sup>104</sup>.

Analiza przemysłu stalowego, chemicznego, cementowego oraz rafinacji ropy naftowej wykazała, że potencjalne zapotrzebowanie na gazy niskoemisyjne może wynieść 3,7 TWh w 2030 r. i wzrosnąć do 34 TWh do 2050 r.

100 5418 kton stali produkuje się w wielkich piecach (źródło: KOBiZE, *National inventory...*, op. cit.). Raport *Gas for Climate* zakłada, że udział produkcji stali wtórnej (w elektrycznych piecach łukowych) wzrośnie z obecnych 39,5% średniej UE do 50% do 2050 r., ale ten efekt jest tutaj pominięty, ponieważ polski udział jest już bliski 50% (48%).

101 Liczby bazują na danych z raportu *Gas for Climate* oraz zakładają wartość opałową równą 36 MJ/m<sup>3</sup>, zgodnie z danymi z raportu IEA, *Outlook for Biogas and Biomethane: Prospects for Organic Growth*, 2020, <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth/an-introduction-to-biogas-and-biomethane>.

102 Concawe, *Green Hydrogen – Opportunities in the EU Refining system*, 2019, <https://etipwind.eu/wp-content/uploads/A4-Concawe.pdf>.

103 Zakładając wydajność procesu SMR oraz wskaźnik emisji gazu ziemnego wynoszący 56,1 tony CO<sub>2</sub>/TJ.

104 Potencjał ten powinien być wynikiem ogólnej oceny wszystkich opcji, w tym jasnej wizji przyszłości rafinerii w zakresie surowców i produktów.

## 7.2. Koszty

### 7.2.1. Koszt wytwarzania biometanu z fermentacji beztlenowej

Koszty inwestycyjne (CAPEX) biogazowni różnią się znacznie w zależności od wielkości instalacji. Obejmują one silosy, podajniki, mieszadła, pompy, komorę fermentacyjną, kogenerację, połączenie do sieci energetycznej, a także wykorzystanie ciepła i zbiorniki na odpady pofermentacyjne. Podczas gdy większość budowanych obecnie biogazowni mieści się w przedziale 100–250m<sup>3</sup>/h, w przyszłości spodziewany jest wzrost ich skali, co doprowadzi do spadku nakładów inwestycyjnych na jednostkę. Koszty eksploatacyjne (OPEX) obejmują serwis, konserwację, robociznę i inne koszty. Kluczowym czynnikiem zwiększającym CAPEX jest skala, przy czym większe biogazownie charakteryzują się niższym poziomem OPEX.

Tabela 8. Szacowany koszt inwestycyjny i operacyjny biogazowni

Roźmiar instalacji (m <sup>3</sup> /h)	CAPEX (mln zł/100m <sup>3</sup> /h)	OPEX (mln zł/100m <sup>3</sup> /h na rok)	CAPEX – instalacja oczyszczania (mln zł/100m <sup>3</sup> /h)	OPEX – instalacja oczyszczania (mln zł/100m <sup>3</sup> /h na rok)
100	7,5	1,2	–	–
500	4,9	0,5	–	–
1000	4,3	0,3	0,84	0,046

Źródło: Navigant, *Gas for Climate*, op. cit.

Źeby oczyścić biogaz do biometanu, potrzebna jest instalacja do oczyszczania m.in. z nadmiaru dwutlenku węgla. Nakłady inwestycyjne na taką instalację o wydajności 1000 m<sup>3</sup>/h szacowane są na 8,4 mln zł, a koszty eksploatacyjne na 460 tys. zł rocznie.

Koszt produkcji biometanu z fermentacji beztlenowej zależy od modelu produkcji biogazu, doboru surowca i jego kosztu. Na rynkach scentralizowanych, takich jak Niemcy, dominują biogazownie przemysłowe – wykorzystują one odpady roślinne i mniejszy udział produktów odpadowych. Model ten składa się z wysokowydajnych biogazowni, które wymagają wykorzystania dużych powierzchni gruntów rolnych w celu zapewnienia niezbędnego substratu.

Z drugiej strony jednak, istnieją także zdecentralizowane rynki (np. w Danii czy Francji), gdzie podstawową funkcją biogazowni jest wykorzystanie odpadów z działalności rolniczej, jak również produkcji żywności. Polski rynek biogazowni rozwija się w kierunku właśnie takiego modelu: biogazownie wykorzystują lokalny obornik i pozostałości rolnicze oraz w coraz większym stopniu pozostałości z produkcji żywności i napojów. Taki miks surowcowy jest stosunkowo tani, gdyż jest produktem ubocznym produkcji lokalnej, a nie dedykowanymi roślinami energetycznymi. W rezultacie obecne koszty surowców w Polsce są znacznie niższe niż w Europie Zachodniej, gdzie mieszczą się one w przedziale 25–78 euro/t (105–327 zł/t). Jednak w przyszłości czynnikiem ograniczającym może stać się dostępność substratów rolniczych lub odpadów produkcyjnych i konieczne będzie przyjęcie modelu, który pozwoli na większą skalalność produkcji. Rola kiszzonek i roślin energetycznych może wzrosnąć, co doprowadzi także do wzrostu cen surowców.

Tabela 9. Ceny stałe surowców raportowane w Polsce w 2020 r. oraz szacowane dla UE w 2050 r.

Surowiec	Bieżące	2050
Pozostałości z produkcji żywności	38–50 zł/t	–
Kiszzonka (np. kukurydza)	120–300 zł/t	330 zł/t
Obornik	12–25 zł/t	20–210 zł/t
Pozostałości rolnicze	–	200 zł/t
Pozostałości drewna (kora, gałęzie, wczesne przerzedzenia itp.)	–	380 zł/t
Stale odpady komunalne, odpady drzewne	–	50 zł/t

Źródło: opracowanie własne na podstawie założeń Navigant, cen poszczególnych surowców w 2020 r. oraz wywiadów eksperckich (1 euro – 4,2 zł).

## Uśrednione koszty biogazu i biometanu

Przy założeniu, że surowiec składa się w 75% z kiszonki kukurydzianej i 25% z mieszanki gnojowicy, uśredniony koszt produkcji biogazu w Polsce wynosi obecnie około 387 zł/MWh dla biogazowni o wielkości 100 Nm<sup>3</sup>/h. W przypadku zwiększenia wielkości biogazowni do 500 Nm<sup>3</sup>/h, cena ta spada do 242 zł/MWh.

Koszt biometanu z fermentacji beztlenowej obliczany jest przy założeniu, że dwie biogazownie produkują po 500 m<sup>3</sup> surowego biogazu na godzinę, zasilając jedną dużą instalację oczyszczającą, produkującą 1000 m<sup>3</sup>/h (10,4 MW/h odpowiednika gazu ziemnego). Jest to optymalna konfiguracja, która obniża koszty oczyszczania biogazu do biometanu, tzn. zakłada, że koszt jednej instalacji oczyszczającej jest podzielony pomiędzy dwie biogazownie zajmujące większy lokalny obszar rolniczy. W tym modelu średnioważony koszt produkcji biometanu szacuje się obecnie na 303 zł/MWh.

Prognozuje się, że w przyszłości biogazownie i biometanownie będą coraz większe, a tym samym obniżą się koszty produkcji. Z drugiej strony, ceny surowców mogą wzrosnąć do średniego poziomu UE, ponieważ zapotrzebowanie na substraty i ogólny poziom cen w Polsce zbliżają się do poziomu unijnego. W perspektywie długoterminowej średnioważony koszt produkcji biometanu z dwóch biogazowni 1000 m<sup>3</sup>/h podłączonych do instalacji oczyszczającej spadnie do 235 zł/MWh w 2050 r.

### 7.2.2. Koszt wytwarzania biometanu z gazyfikacji termicznej

Chociaż zgazowanie termiczne prawie nie występuje w Europie, szacunkowy koszt biometanu produkowanego tą metodą wynosi 415 zł/MWh na podstawie produkcji w skali demonstracyjnej. Prognozy wskazują jednak, że koszt zgazowania termicznego spadnie w miarę dojrzewania technologii i pokonywania kluczowych wyzwań technologicznych. Szacuje się, że do 2050 r. koszt gazyfikacji termicznej będzie niższy o 50% w porównaniu z obecną sytuacją<sup>105</sup>. Na obniżenie tych kosztów będzie miało wpływ kilka czynników:

- Dojrzałość technologiczna – lepsza eksploatacja i optymalizacja projektu instalacji w miarę rozwoju kolejnych instalacji komercyjnych w całej Europie.
- Większa skala zakładów – powiększenie zakładów zgazowania termicznego będzie miało znaczący wpływ na koszty ze względu na korzyści skali.
- Wydajność przetwarzania energii – do wyższej wydajności przetwarzania energii doprowadzi kilka czynników: poprawa oczyszczania gazu syntezowego, bardziej wytrzymałe katalizatory metanizacji, zgazowanie pod wyższym ciśnieniem i lepsza integracja instalacji.

W związku ze wzrostem wielkości zakładów z 42 MW do 200 MW i budową kolejnych instalacji na całym świecie, prognozuje się, że nakłady inwestycyjne zakładów gazyfikacji termicznej spadną z 12 mln zł/MW do 6 mln zł/MW, podczas gdy średni OPEX spadnie z 1,14 mln zł/MW/rok do 0,63 mln zł/MW/rok. Efektywność energetyczna zgazowania termicznego ma wzrosnąć z 64% do 75% w perspektywie długoterminowej. W związku z tym do 2050 r. poziom kosztów zgazowania termicznego ma spaść do 206 zł/MWh.

### 7.2.3. Koszt wytwarzania zielonego wodoru

Według prognoz do 2050 r. koszt zielonego wodoru spadnie z obecnych 408 zł/MWh do zaledwie 216 zł/MWh. Średnioważony koszt produkcji zielonego wodoru zależy od kosztów systemowych zakładu produkcyjnego takich jak:

- CAPEX – koszty inwestycyjne w elektrolizer i układy pomocnicze,
- O&M – koszty operacyjne i utrzymaniowe,
- koszty energii elektrycznej wraz z kosztem dystrybucji (lub kosztami wytworzenia energii elektrycznej w instalacji dedykowanej),
- współczynnik wykorzystania mocy,
- efektywność elektrolizera.

Technologie produkcji zielonego wodoru są obecnie na różnych poziomach zaawansowania, przy czym elektrolizery oparte na membranie wymiany protonowej (PEM) są obecnie droższe niż elektrolizery alkaliczne (AE). Prognozuje się jednak, że nakłady inwestycyjne w przypadku obu technologii spadną (tabela 10). Elektrolizery stałotlenkowe (SOE), jako najmniej dojrzała technologia, są najdroższe i nie zostały uwzględnione w poniższych tabelach.

Tabela 10. Koszty produkcji zielonego wodoru w technologii AE (ceny netto)

			Energia z sieci	Dedykowana elektrownia wiatrowa lądowa
CAPEX elektrolizera	tys. zł/MW <sub>e</sub>	2020		2520
		2030		2234
		2050		1781
Sprawność	%	2020		65
		2030		66
		2050		75
LCOE dedykowanej instalacji*	zł/MWh	2020	-	187
		2030	-	149
		2050	-	116
Współczynnik wykorzystania	%	2020	80	35
		2030	80	37
		2050	80	40
Koszt energii elektrycznej wraz z opłatą dystrybucyjną	zł/MWh	2020	394	-
		2030	444	-
		2050	439	-
LCOH**	zł/MWh	2020	659	408
		2030	729	326
		2050	618	219

\*LCOE dla elektrowni wiatrowej zostało policzone na podstawie danych z Ministerstwa Klimatu i Środowiska (*Polityka Energetyczna Polski...*, op. cit.); przyjęta stopa dyskonta to 5%.

\*\* LCOH – średnioważony koszt wodoru (ang. *Levelized Cost of Hydrogen*) jest całkowitym kosztem produkcji wodoru (zawiera CAPEX i OPEX), wyrażonym w jednostkach MWh. Założenia: 30 lat eksploatacji, stopa dyskonta – 5%, O&M – 3% CAPEX r/r. (Navigant, *Gas for...*, op. cit., s. 30).

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych zawartych w raporcie *Gas for Climate, Polityce energetycznej Polski do 2040 roku* (załącznik 2 – *Wnioski z analiz prognostycznych*), a także w *Sprawozdaniu z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2019 roku* (Urząd Regulacji Energetyki, 2020, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/publikacje/sprawozdania-z-dzialaln/2916,Sprawozdania-z-dzialalnoci-Prezesa-URE.html>).

Tabela 11. Koszty produkcji zielonego wodoru w technologii PEM (ceny netto)

			Energia z sieci	Dedykowana elektrownia wiatrowa lądowa
CAPEX elektrolizera	tys. zł/ MW <sub>e</sub>	2020		4200
		2030		3738
		2050		2079
Sprawność	%	2020		65
		2030		71
		2050		80
LCOE dedykowanej instalacji	zł/MWh	2020	-	6462
		2030	-	5298
		2050	-	4219
Współczynnik wykorzystania	%	2020	80	35
		2030	80	37
		2050	80	40
Koszt energii elektrycznej	zł/MWh	2020	394	-
		2030	444	-
		2050	439	-
LCOH	zł/MWh	2020	694	488
		2030	697	365
		2050	584	216

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych zawartych w raporcie *Gas for Climate i Polityce energetycznej Polski do 2040 roku* (załącznik 2 – *Wnioski z analiz prognostycznych*), a także w *Sprawozdaniu z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2019 roku* (Urząd Regulacji Energetyki, 2020, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/publikacje/sprawozdania-z-dzialaln/2916,Sprawozdania-z-dzialalnoci-Prezesa-URE.html>).

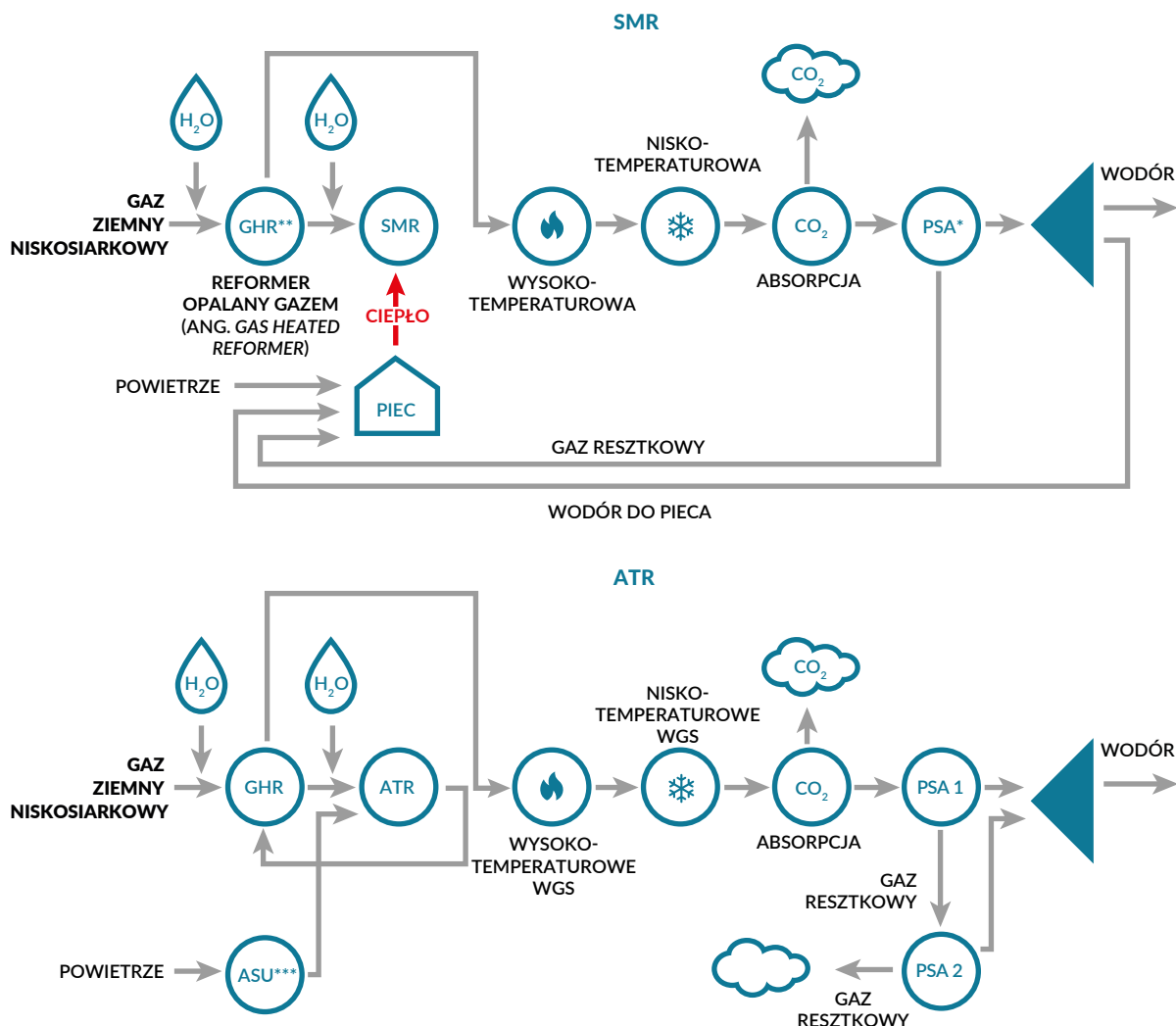
Prognozuje się, że do 2050 r. koszt zielonego wodoru produkowanego z energii wiatru na lądzie w Polsce wyniesie 216–219 zł/MWh (51–52 euro/MWh). Jednocześnie szacuje się, że zielony wodór mógłby być produkowany z prądu z elektrowni fotowoltaicznych w Europie Południowej (44–59 euro/MWh) i z morskiej energii wiatrowej na Morzu Północnym (48–61 euro/MWh)<sup>106</sup>.

#### 7.2.4. Koszt wytwarzania niebieskiego wodoru

Koszt niebieskiego wodoru otrzymywanego podczas reformingu parowego (ang. *Steam Methane Reforming* – SMR) jest obecnie szacowany powyżej 172 zł/MWh, co czyni go konkurencyjnym w stosunku do biometanu. Przy cenie 50 euro/t CO<sub>2</sub> w EU ETS niebieski wodór może stać się również konkurencyjny dla szarego wodoru. Jednak koszt niebieskiego wodoru może być znacznie wyższy, jeśli powstawałby w nowej (a nie jedynie zmodernizowanej) instalacji wyposażonej w CCS.

Technologie SMR oraz ATR (reforming autotermiczny – ang. *Autothermal Reforming*) produkcji niebieskiego wodoru są uznawane za dojrzałe. Rysunek 18 przedstawia schematy ich działania.

Rysunek 18. Porównanie procesów produkcyjnych niebieskiego wodoru w dwóch technologiach: SMR i ATR



\*Adsorpcja zmiennociśnieniowa (ang. *Pressure Swing Adsorption*)

\*\*Reformer opalany gazem (ang. *Gas Heated Reformer*)

\*\*\*Separacja powietrza (ang. *Air Separation Unit*)

Źródło: Navigant, *Gas for..., op. cit.*



Obie technologie produkcji wodoru (SMR i ATR) są powszechnie stosowane na świecie. Nakłady inwestycyjne związane z produkcją niebieskiego wodoru obejmują reaktor do produkcji wodoru, instalację do wychwytywania dwutlenku węgla oraz infrastrukturę do transportu i składowania go. Prognozuje się, że koszty CAPEX spadną jedynie nieznacznie – o około 11% w latach 2015–2050<sup>107</sup>. CAPEX instalacji wytwarzających niebieski wodór typu greenfield (czyli budowanych od podstaw) w SMR wynosi 3,3–6,9 zł/MW<sub>H<sub>2</sub>, out</sub>, a dla niebieskiego wodoru w ATR wartości te wynoszą 4–6,3 zł/MW<sub>H<sub>2</sub>, out</sub><sup>108</sup>. W celu redukcji emisji, istniejące moce SMR można wyposażyć w CCS przy kosztach inwestycji modernizacyjnej rzędu 3 mln zł/MW<sub>H<sub>2</sub></sub>, co stanowi około połowę<sup>109</sup> kosztów budowy projektu greenfield<sup>110</sup>.

Koszt produkcji niebieskiego wodoru od podstaw – z uwzględnieniem transportu i składowania CO<sub>2</sub> – wynosi 155–172 zł/MWh (przy kosztach gazu ziemnego na poziomie 63 zł/MWh)<sup>111</sup>. W dużym stopniu zależy to jednak m.in. od ceny wymaganej infrastruktury do wychwytywania i magazynowania CO<sub>2</sub>, co może znacznie podwyższyć koszty. Navigant zakłada koszt składowania CO<sub>2</sub> w solankach na poziomie 8–55 zł/t CO<sub>2</sub> na lądzie i 25–92 zł/t CO<sub>2</sub> na morzu<sup>112</sup>. Niektóre źródła podają jednak, że koszt wychwytywania CO<sub>2</sub> wraz z transportem może wynosić nawet od 200 do ponad 400 zł/t CO<sub>2</sub><sup>113</sup>.

### 7.3. Elektroliza i pozyskiwanie energii z wodoru

Poniższy rozdział został opracowany na podstawie fragmentu raportu WWF Polska: *Dostępne i przyszłe formy magazynowania energii*.

Elektroliza wody to proces o niekorzystnej termodynamice, który nie przebiega samoczynnie w przyrodzie i wymaga dostarczenia energii z zewnątrz. Dla zapewnienia neutralności klimatycznej tego procesu kluczowe jest wykorzystanie energii elektrycznej uzyskanej z odnawialnych źródeł energii. Najkorzystniej jest lokalizować elektrolizery PtG (ang. Power to Gas) w pobliżu takich elektrowni, aby uniknąć strat przesyłowych energii elektrycznej.

Proces elektrolizy wody polega na redukcji protonów do gazowego wodoru na katodzie (elektroda ujemna) i jednoczesnym utlenieniu wody do gazowego tlenu na anodzie (elektroda dodatnia).

39

W procesie tym zużywana jest woda o wysokiej czystości, ponieważ nawet niewielkie ilości zanieczyszczeń mogą skutkować zatruciem elektrod i produkcją zanieczyszczonych strumieni wodoru i tlenu. W układach PtG możliwe jest wykorzystanie trzech rodzajów elektrolizerów, z czego najwyższą sprawność uzyskuje się w instalacjach ze stosem stałotlenkowych ogniw elektrochemicznych (ang. *Solid Oxide Cell Stacks*). Instalacja ta może pracować w trybie elektrolizera (elektrolizer wytwarza wodór z energii elektrycznej i wody), jak i ogniwa paliwowego (ogniwo wytwarza energię elektryczną z wodoru i tlenu), bez zmian w konstrukcji stosu ogniw elektrochemicznych. Praca w trybie elektrolizera jest działaniem ogniwa stałotlenkowego przy odwróconej polaryzacji.

Ze względu na coraz częstsze wykorzystanie ogniw stałotlenkowych (ang. *Solid Oxide Fuel Cell* – SOFC) do pracy w trybie elektrolizera stałotlenkowego (ang. *Solid Oxide Electrolyzer* – SOE), obserwowana jest tendencja unifikacji technologii. Z tego względu stosuje się nazwę stałotlenkowego ogniwa elektrochemicznego (ang. SOC – *Solid Oxide Cell*), które w zależności od wykorzystania, pracuje w trybie SOFC lub SOE.

W układzie realizującym koncepcję *power-to-gas* konieczne jest doprowadzanie energii elektrycznej do elektrolizera SOE, z jednoczesnym zapewnieniem odbioru produkowanego tlenu i wodoru, który wytwarzany jest jedynie przy ciągłej dostawie wody lub pary wodnej. Wodór, który mógłby być użyty jako paliwo, wymaga przetransportowania

107 ASSET, *Sectoral integration – long-term perspective in the Energy System*, 2018, [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/final\\_draft\\_asset\\_study\\_12.05.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/final_draft_asset_study_12.05.pdf).

108 Komisja Europejska, *Hydrogen generation...*, op. cit. Uwaga – na podstawie danych z tego źródła nie jest jasne, w jakim wymiarze zostało wliczone CAPEX dla transportu i składowania CO<sub>2</sub>. Przyjęty kurs 1 euro – 4,125 zł.

109 Komisja Europejska podaje jeden szacunek dla modernizacji istniejącej instalacji SMR oraz więcej szacunków dla nowych instalacji typu „SMR + CCS”. W zależności od źródła koszty modernizacji mogą wynosić znacznie ponad połowę kosztów instalacji budowanej od podstaw.

110 Komisja Europejska, *Hydrogen generation...*, op. cit.

111 Założenia: 30 lat eksploatacji, stopa dyskonta wynosząca 5%; zgodnie ze źródłem: Guidehouse, *Gas Decarbonisation...*, op. cit.

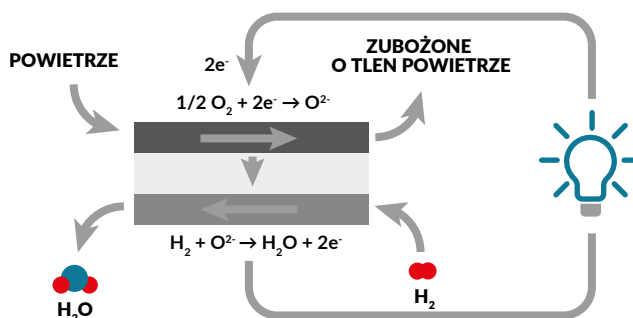
112 Navigant, *Gas for...*, op. cit.

113 37–60 euro/t wychwyconego CO<sub>2</sub> oraz 12–30 euro/t transport i magazynowanie CO<sub>2</sub>. Źródła: Wyns, Khandekar, *Contextanalyse en roadmapstudie – Vlaamse industrie koolstofcirculair en CO<sub>2</sub>-arm – Leverbaarheid 2: Internationale positionering, status en potentieel van Vlaanderen*, 2020, <https://www.vlaio.be/nl/media/1504>; PBL Planbureau voor de Leefomgeving, *EINDADVIES BASISBEDRAGEN SDE++ 2021*, 2021, [https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2021-eindadvies-basisbedragen-sde-plus-plus-2021\\_4032.pdf](https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2021-eindadvies-basisbedragen-sde-plus-plus-2021_4032.pdf) (na podstawie wariantu 9).

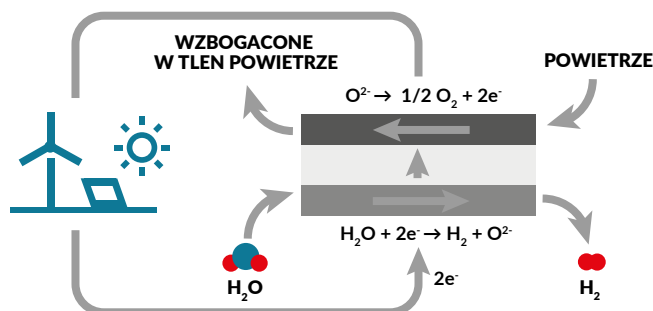
lub zmagazynowania. Na rysunku 19 przedstawiono różnicę pomiędzy SOFC (rysunek 19 A) i SOE (rysunek 19 B) w ujęciu systemowym. Główna różnica polega na kierunku przepływu energii elektrycznej w układzie. Układ SOFC wytwarza energię elektryczną, zużywając paliwo wodorowe i tlen z powietrza, podczas gdy układ SOE zużywa energię elektryczną (tu energię z elektrowni wiatrowej lub słonecznej), produkując wodór i wzbogacając powietrze w tlen.

Rysunek 19. Podstawowe różnice w dostarczaniu i odbiorze mediów w instalacji z ogniwoem paliwowym SOFC i elektrolizerem SOE.

#### A. SOFC



#### B. SOE



#### 7.4. Moce konieczne do pełnego pokrycia zapotrzebowania na wodór w polskiej gospodarce

Zapotrzebowanie na wodór określone w załączniku 7.1 stanowiło punkt wyjścia do oszacowania mocy potrzebnej do teoretycznego wyprodukowania wodoru przez źródła krajowe. Zostało ono przeliczone na roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną przy pomocy założonych parametrów sprawności instalacji do elektrolizy<sup>114</sup>. Zapotrzebowanie na energię elektryczną zostało natomiast przeliczone na teoretyczną moc elektryczną konieczną do jego pokrycia przy pomocy założonych współczynników wykorzystania mocy.

Średni współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej:

- energetyka wiatrowa lądowa – 31,3%,
- energetyka wiatrowa morska – 49,7%,
- fotowoltaika – 12%,
- energetyka jądrowa – 90%.

Założenia do scenariuszy:

- Scenariusz „43% OZE w 2030” pochodzi z analizy Forum Energii, *Jak wypełnić lukę węglową? 43% OZE w 2030 roku* z października 2020 r.
- Scenariusz „Polska Neutralna Klimatycznie” pochodzi z analizy Forum Energii *Polska neutralna klimatycznie 2050* z czerwca 2020 r.
- Scenariusz „Polska Neutralna Klimatycznie + 6 GW” atomu wykorzystuje założenia z ww. analizy i dodaje 6 GW mocy w energetyce jądrowej.

## Literatura

Adamczewski T., *Zielona strategia wodorowa nadal zbyt szara*, Forum Energii, 2021, <https://www.forum-energii.eu/pl/blog/strategia-wodorowa>.

ASSET, *Sectoral integration – long-term perspective in the Energy System*, 2018, [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/final\\_draft\\_asset\\_study\\_12.05.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/final_draft_asset_study_12.05.pdf).

Bazzanella A. M., Ausfelder F., Dechema, *Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry*, 2017, [https://cefic.org/app/uploads/2019/01/Low-carbon-energy-and-feedstock-for-the-chemical-industry-DECHEMA\\_Report-energy\\_climate.pdf](https://cefic.org/app/uploads/2019/01/Low-carbon-energy-and-feedstock-for-the-chemical-industry-DECHEMA_Report-energy_climate.pdf).

Brelsford R., Oil gas and Journal, *PKN Orlen lets contract for Plock petrochemicals expansion*, 2019, <https://www.ogj.com/refining-processing/article/14072900/pkn-orlen-lets-contract-for-plock-petrochemicals-expansion>.

Clifford Chance, *Wyniki aukcji OZE 2020*, 2020, <https://www.cliffordchance.com/content/dam/cliffordchance/briefings/2020/12/CB-Wyniki-aukcji-OZE-2020.pdf>.

Concawe, *Green Hydrogen – Opportunities in the EU Refining system*, 2019, <https://etipwind.eu/wp-content/uploads/A4-Concawe.pdf>.

Dach J. i in., *Potencjał biogazowy w Polsce – aktualne dane*, „Biomasa” 2018 r., nr 9(49).

*Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (wersja przekształcona)*, Dz. Urz. UE L/328/82.

*Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE z dnia 22 października 2014 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych* (Dz. Urz. UE L307/1).

Eden A., Adelphi, Ecofys, *Bio-Methane Support Policy in France*, 2018, <https://www.euki.de/wp-content/uploads/2018/09/fact-sheet-bio-methane-support-policy-fr.pdf>.

Engineering ToolBox, *Fuels – Higher and Lower Calorific Values*, [https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d\\_169.html](https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html).

Enspreso, <https://data.jrc.ec.europa.eu/collection/id-00138>.

European Commission, *Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits*, 2020, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/7e4afa7d-d077-11ea-adf7-01aa75ed71a1/language-en>.

European Union Transaction Log, <https://ec.europa.eu/clima/ets/napMgt.do>.

Eurostat, *Crude oil imports by EU country including cost, insurance, and freight (2005–2019)*, 2020, [https://ec.europa.eu/energy/data-analysis/eu-crude-oil-imports\\_en?redir=1](https://ec.europa.eu/energy/data-analysis/eu-crude-oil-imports_en?redir=1).

Forum Energii, *Czyste ciepło 2030. Strategia dla ciepłownictwa*, 2019, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/czyste-cieplo-2030> <https://forum-energii.eu/pl/analizy/czyste-cieplo-2030>.

Forum Energii, *Jak wypełnić lukę węglową? 43% OZE w 2030 roku*, 2020, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/jak-wypelnic-luke-weglowa>.

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

Forum Energii, *Polski sektor energetyczny 2050. 4 scenariusze*, 2017, file:///C:/Users/DELL/Downloads/Polski-sektor-energetyczny-2050\_druk.pdf.

Forum Energii, *Modernizacja europejskiego trójkąta węgla brunatnego*, 2020, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/europejski-trojkat-wegla-brunatnego>.

Główny Urząd Statystyczny, *Energia 2020*, 2020, <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/energia-2020-folder,1,8.html>.

- Guidehouse (Navigant), *European Hydrogen Backbone*, 2020, [https://gasforclimate2050.eu/sdm\\_downloads/european-hydrogen-backbone/](https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/european-hydrogen-backbone/).
- Guidehouse (Navigant), *Gas Decarbonisation Pathways 2020–2050*, 2020, [https://gasforclimate2050.eu/sdm\\_downloads/2020-gas-decarbonisation-pathways-study/](https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/2020-gas-decarbonisation-pathways-study/).
- Guidehouse (Navigant), *Market state and trends in renewable and low-carbon gases in Europe*, 2020, [https://gasforclimate2050.eu/?smd\\_process\\_download=1&download\\_id=546](https://gasforclimate2050.eu/?smd_process_download=1&download_id=546).
- HVP Magazine, *Inside the development of Worcester Boschs first hydrogen boiler*, 2020 <https://www.hvpmag.co.uk/Inside-the-development-of-Worcester-Boschs-first-hydrogen-boiler/11810>.
- IEA, *Outlook for Biogas and Biomethane: Prospects for Organic Growth*, 2020, <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth/an-introduction-to-biogas-and-biomethane>.
- KNOEMA, *Poland – Urea Production*, <https://knoema.com/atlas/Poland/topics/Agriculture/Fertilizers-Production-Quantity-in-Nutrients/Urea-production>.
- Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, *National Inventory Report 2020*, 2020, <https://www.kobize.pl/en/fileCategory/id/16/krajowa-inwentaryzacja-emisji>.
- Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, *Wskaźniki emisyjności CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej na podstawie informacji zawartych w Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji na 2019 rok*, 2020, [https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy\\_do\\_pobrania/wskaźniki\\_emisyjnosci/Wskaźniki\\_emisyjnosci\\_grudzien\\_2020.pdf](https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/wskaźniki_emisyjnosci/Wskaźniki_emisyjnosci_grudzien_2020.pdf).
- Kupecki J. i in., *Energy Conversion and Management, Energy Analysis of a 10 kW-class power-to-gas system based on a solid oxide electrolyzer (SOE)*, 2019, [www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0196890419309252](http://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0196890419309252).
- Ministerstwo Aktywów Państwowych, *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030*, 2019, <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu-na-lata-2021-2030-przekazany-do-ke>.
- Ministerstwo Infrastruktury, *Strategia Zrównoważonego Rozwoju Transportu do 2030 roku*, 2019, <https://www.gov.pl/web/infrastruktura/projekt-strategii-zrownowazonego-rozwoju-transportu-do-2030-roku2>.
- Minister Klimatu i Środowiska, *List intencyjny o ustanowieniu partnerstwa na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu oraz zawarcia porozumienia sektorowego*, 2020, <https://www.gov.pl/attachment/0637c539-89c9-4f32-b7cf-2a789605103e>.
- Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Polityka energetyczna Polski do 2040 roku*, 2021, <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>.
- Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Polska strategia wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r. – projekt*, 2021, <https://www.gov.pl/attachment/47841420-867b-4cec-a7d1-beeca70879d8>.
- Navigant, *Gas for Climate*, 2019, <https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2020/03/Navigant-Gas-for-Climate-The-optimal-role-for-gas-in-a-net-zero-emissions-energy-system-March-2019.pdf>.
- O'Connor P., *What is the Learning Curve—and What Does it Mean for Solar Power and for Electric Vehicles?*, 2016, <https://blog.ucsusa.org/peter-oconnor/what-is-the-learning-curve>.
- Patel S., *Countries Roll Out Green Hydrogen Strategies, Electrolyzer Targets*, Power, 2021, <https://www.powermag.com/countries-roll-out-green-hydrogen-strategies-electrolyzer-targets/>.
- Patel S., *Siemens' Roadmap to 100% Hydrogen Gas Turbines*, Power, 2020, <https://www.powermag.com/siemens-roadmap-to-100-hydrogen-gas-turbines/>.
- PBL Planbureau voor de Leefomgeving, *EINDADVIES BASISBEDRAGEN SDE++ 2021*, 2021, [https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2021-eindadvies-basisbedragen-sde-plus-plus-2021\\_4032.pdf](https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2021-eindadvies-basisbedragen-sde-plus-plus-2021_4032.pdf).
- PGNiG, *Podziemne Magazyny Gazu*, 2020 <https://pgnig.pl/podziemne-magazyny-gazu>.

PKN Orlen, *ORLEN completed its biggest petrochemical investment*, 2005, <https://www.orken.pl/EN/PressOffice/Pages/ORLENcompleteditsbiggestp.aspx>.

Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego, *Przemysł i handel naftowy 2019, 2020*, <https://popihn.pl/wp-content/uploads/2021/01/Raport-za-2019.pdf>.

*Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylecia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013*, Dz. Urz. UE L 328/1.

Science Direct, *Estimating the learning curve of solar PV balance-of-system for over 20 countries: Implications and policy recommendations*, 2018, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652618316652>.

Shell, Wuppertal Institut, *Shell Hydrogen Study*, 2017, [https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/6786/file/6786\\_Hydrogen\\_Study.pdf](https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/6786/file/6786_Hydrogen_Study.pdf).

State of California Air Resources Board, *Draft Technology Assessment: Medium- And Heavy-Duty Fuel Cell Electric Vehicles*, 2015, [https://ww2.arb.ca.gov/sites/default/files/classic/msprog/tech/techreport/fc\\_tech\\_report.pdf](https://ww2.arb.ca.gov/sites/default/files/classic/msprog/tech/techreport/fc_tech_report.pdf).

Tarkowski R., *Salt domes in Poland – Potential sites for hydrogen storage in caverns*, 2020, <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319918331410>.

Tollefson J., *Methane leaks erode green credentials of natural gas*, 2013, <https://www.nature.com/news/methane-leaks-erode-green-credentials-of-natural-gas-1.12123>.

44

Towarowa Giełda Energii, <https://tge.pl/dane-statystyczne>.

Transport&Environment, *Roadmap to decarbonizing European Aviation*, 2018, <https://www.transportenvironment.org/publications/roadmap-decarbonising-european-aviation>.

Urząd Regulacji Energetyki, *Średnie kwartalne ceny zakupu gazu ziemnego sprowadzanego z państw członkowskich UE lub z państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym*, 2015, <https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/ceny-wskazniki/7859,Srednie-kwartalne-ceny-zakupu-gazu-ziemnego-sprowadzanego-z-panstw-czlonkowskich.html>.

U.S. Department of Energy, Alternative Fuels Data Center, *How Do Natural Gas Class 8 Trucks Work?* <https://afdc.energy.gov/vehicles/how-do-natural-gas-class-8-trucks-work>.

*Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych*, Dz.U. z 2021 r. poz. 317.

*Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii*, Dz.U. z 2015 poz. 478.

*Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych*, Dz.U. 2016 poz. 961.

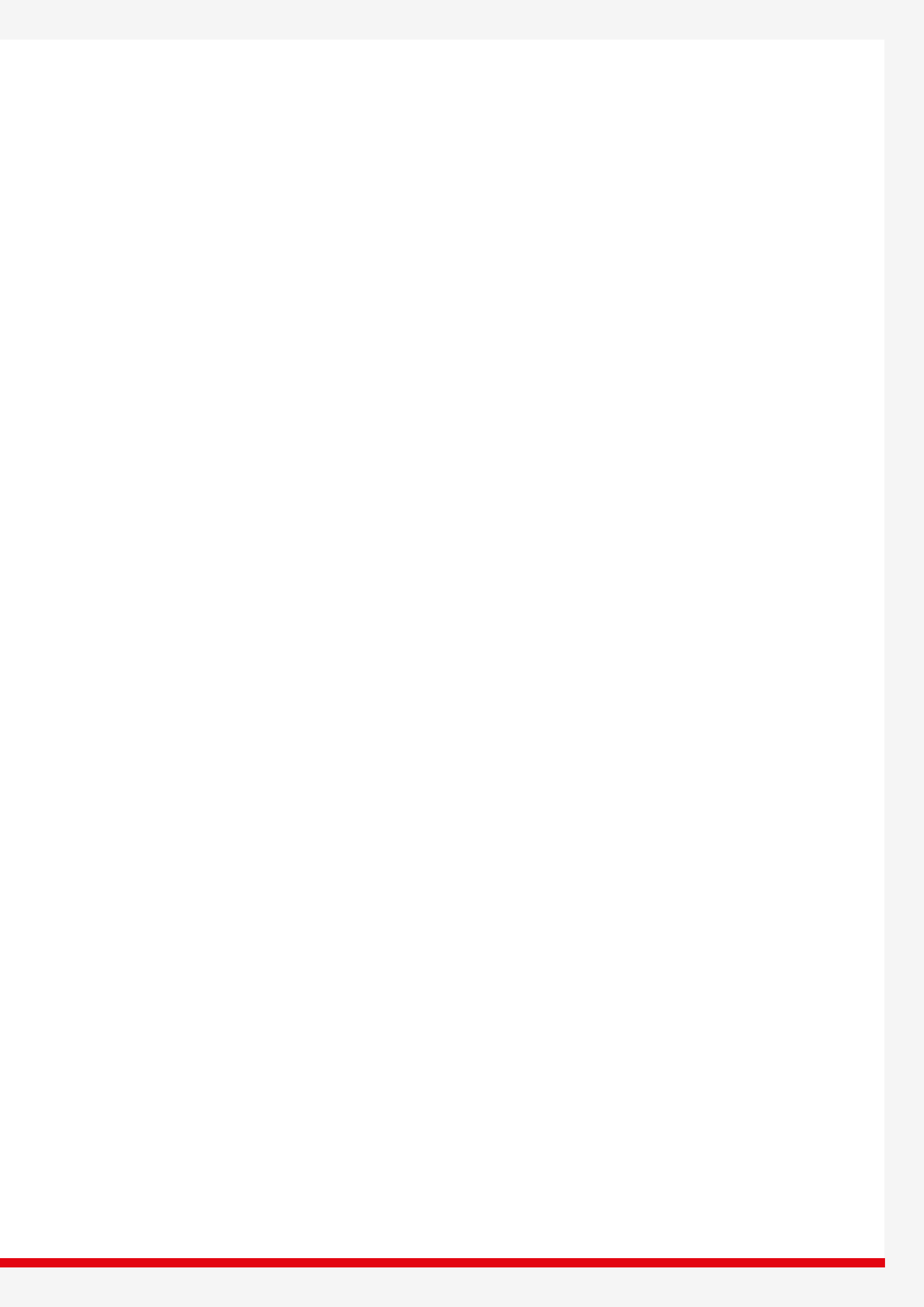
WWF Polska, *Dostępne i przyszłe formy magazynowania energii*, 2020, <https://www.wwf.pl/aktualnosci/raport-magazynowanie-energii#raporty>.

Wyns, Khandekar, *Contextanalyse en roadmapstudie – Vlaamse industrie koolstofcirculair en CO2-arm - Leverbaarheid 2: Internationale positionering, status en potentieel van Vlaanderen*, 2020, <https://www.vlaio.be/nl/media/1504>.

## Notatki







Zielone gazy  
Biometan i wodór w Polsce

**FUNDACJA FORUM ENERGII**

ul. Wspólna 35/10, 00-519 Warszawa

NIP: 7010592388, KRS: 0000625996, REGON: 364867487

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

