



Molekuły niezależności

Szanse związane z wykorzystaniem polskiego potencjału
biometanu

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

Misją Forum Energii jest inicjowanie dialogu na temat zmian polityki publicznej z kluczowymi interesariuszami, proponowanie rozwiązań opartych na wiedzy, a także inspirowanie do działania na rzecz sprawiedliwej i efektywnej transformacji energetycznej, która prowadzi do neutralności klimatycznej.

Analizujemy sytuację Polski, ale także europejskie powiązania i światowe kierunki zmian w energetyce oraz ich konsekwencje dla Polski. Nasze cele realizujemy poprzez publikacje, obejmujące raporty, analizy i opinie, a także organizację eksperckich sesji i debat. W ten sposób tworzymy przestrzeń do pogłębionej, merytorycznej dyskusji nad najbardziej złożonymi wyzwaniami transformacji energetycznej kluczowych obszarów gospodarki.

W obliczu narastającej dezinformacji, przykładamy szczególną wagę do rzetelności informacji i jakości przekazywanych danych. Wszystkie analizy Forum Energii mogą być powielane pod warunkiem wskazania ich źródła i autorów.

2

AUTORSTWO

Dawid Trzeciak – Forum Energii

Maciej Zaniewicz – Forum Energii

WSPÓŁPRACA MERYTORYCZNA

Jędrzej Wójcik – Forum Energii

Jan Żuk

REDAKCJA

Julia Zaleska

KOREKTA

Małgorzata Kowalska

OPRACOWANIE GRAFICZNE

dede.agency

ZDJĘCIE

iStockPhoto – abadonian. Obraz edytowany przy użyciu sztucznej inteligencji.

DATA PUBLIKACJI

marzec 2026

Spis treści

Wstęp	2
1. Główne wnioski	3
2. Zielony gaz z Polski	4
2.1. Biometan: koszty produkcji a wartość systemowa	8
2.2. Poferment jako element lokalnej gospodarki	10
2.3. Gaz ziemny i bilans gospodarczy	11
3. Biometan jako instrument redukcji emisji	14
4. Lokalny wymiar produkcji biometanu	15
5. Wyzwania i rekomendacje	16
Aneks 1. Skąd się bierze i do czego jest wykorzystywany biometan?	20
Aneks 2. Produkcja biometanu w Europie	22
Aneks 3. Biometan w dokumentach strategicznych	24
Aneks 4. Zasady wyliczania kosztów jednostkowych biometanu oraz prognozowanych cen gazu ziemnego z uwzględnieniem opłat emisyjnych	26
Bibliografia	28

Wstęp

Polską energetykę i przemysł czekają gwałtowne zmiany. W ciągu najbliższych dekad węgiel w miksie energetycznym coraz szybciej będzie ustępować pola źródłom odnawialnym, a procesy przemysłowe będą elektryfikowane. Wielkim wyzwaniem w tym kontekście jest to, jak przeprowadzić te procesy w sposób zapewniający nieprzerwane dostawy energii – niezależnie od pogody, a także od polityki wielkich mocarstw i dostawców paliw.

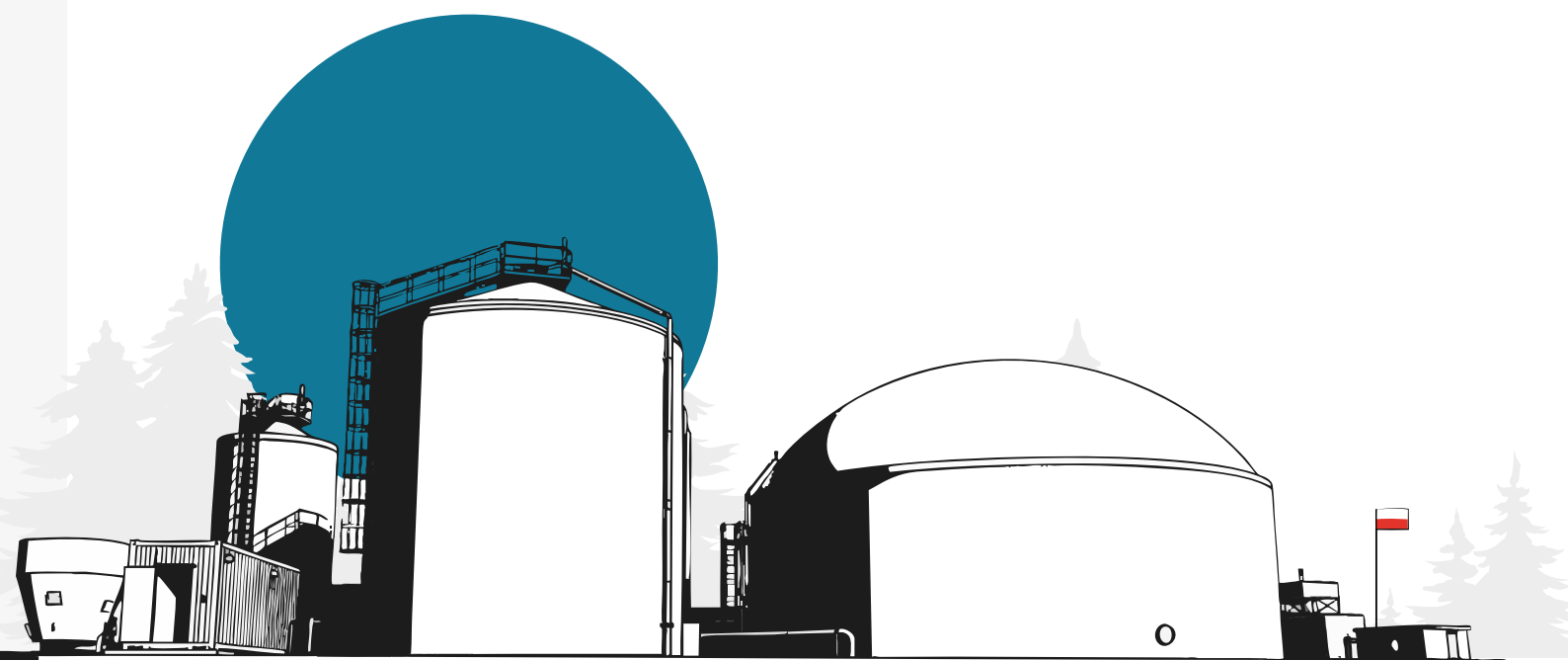
Mimo rosnącej roli magazynów energii paliwo gazowe pozostanie jeszcze przez wiele lat nieodłącznym instrumentem zapewniania bezpieczeństwa naszego systemu energetycznego. Jednocześnie uzależnienie od importu gazu ziemnego – zwłaszcza przez coraz bardziej niebezpieczny Bałtyk – wystawia nasze bezpieczeństwo energetyczne na wpływ zewnętrznych graczy.

Biometan staje się w tym kontekście nieodzownym elementem dywersyfikacji tego ryzyka. Dzięki mądrej polityce państwa w tym obszarze już w 2040 r. ok. 17% krajowego zapotrzebowania na paliwo gazowe może być zaspokojone przez bezemisyjny biometan polskiego pochodzenia.

Najbliższe kilkanaście lat możemy wykorzystać na wsparcie krajowych producentów biometanu oraz rolników, wzmacniając dzięki temu nasze bezpieczeństwo energetyczne. Alternatywą jest wspieranie zagranicznych producentów gazu kopalnego.

W niniejszym raporcie analizujemy znaczenie krajowej produkcji biometanu dla bezpieczeństwa Polski, proponując innowacyjną analizę makroekonomiczną znaczenia tego sektora. Proponujemy też konkretne rozwiązania dla osiągnięcia celu, jakim jest produkcja ok. 3 mld m³ biometanu do 2040 r. – zgodnie ze scenariuszem WAM aKPEiK z grudnia 2025 r.

Zachęcam do lektury i dyskusji.
dr Joanna Pandera
Prezeska Forum Energii



1. Główne wnioski

- Polska ma potencjał ekonomiczny produkcji biometanu sięgający ponad 3 mld m³. Krajowy biometan w perspektywie do 2030 r. mógłby zaspokoić ok. 4%, a w 2040 r. niemal 17% polskiego zapotrzebowania na paliwo gazowe.
- Aby osiągnąć ten pułap, niezbędne jest uproszczenie procedur uzyskiwania pozwoleń administracyjnych i wdrożenie stabilnego systemu wsparcia krajowej produkcji.
- W perspektywie co najmniej dekady produkcja biometanu najprawdopodobniej nie będzie opłacalna poza systemem wsparcia. Wskazują na to prognozowane niskie ceny gazu ziemnego na rynku globalnym oraz wysokie koszty substratu w Polsce. W rezultacie należy oczekiwać, że w tym okresie koszt produkcji biometanu w Polsce będzie przekraczał cenę gazu ziemnego, nawet po uwzględnieniu wysokiej ścieżki cenowej uprawnień do emisji (ETS).
- Osiągnięcie opłacalności ekonomicznej możliwe jest w dłuższej perspektywie, jednak warunkiem koniecznym jest rozwinięcie branży lub wykreowanie popytu poprzez wprowadzenie wymogów dotyczących minimalnego udziału biometanu w sieci gazowej lub jako paliwa w ciepłownictwie systemowym.
- Znaczenie krajowej produkcji biometanu wykracza poza kwestie ekonomiczne. Mimo ceny wyższej niż cena gazu ziemnego koszty poniesione na produkcję biometanu pozostają w większości w krajowej gospodarce, zasilając sektor rolny oraz samorządy. Dzięki rozwojowi krajowej branży biometanu w **latach 2025–2040 w krajowej gospodarce może pozostać nawet 30 mld zł**, które alternatywnie byłyby wydane na import gazu ziemnego.
- Wykorzystanie biometanu przyczyni się do wzmocnienia odporności Polski na zewnętrzne szoki cenowe na rynku gazu ziemnego, jak miało to miejsce np. w latach 2021–2023.
- Rozproszony charakter produkcji biometanu daje mu przewagę w zakresie bezpieczeństwa nad importowanym gazem ziemnym, którego dostawy są bardziej podatne na zakłócenia.
- Import biometanu, choć może być atrakcyjniejszy cenowo od krajowej produkcji, nie przekłada się na utrzymanie kapitału w krajowej gospodarce – rolnictwie i gminach – a jednocześnie stanowić będzie konkurencję dla polskich producentów. Z kolei wsparcie krajowej produkcji przeznaczonej na eksport pozbawi Polskę potencjału dekarbonizacyjnego, utrzymując obciążenie finansowe dla odbiorców. Z tego względu systemy wsparcia powinny być przeznaczone wyłącznie dla biometanu produkowanego i wykorzystywanego w Polsce.
- Biometan może być instrumentem dekarbonizacji sektorów, których elektryfikacja jest trudna lub niemożliwa (np. ciepłownictwo systemowe i szczytowe elektrownie). Dzięki wykorzystaniu biometanu zamiast gazu ziemnego do 2040 r. **Polska może uniknąć w latach 2025–2040 emisji łącznie ok. 50 mln ton CO₂, co zredukowałoby zapotrzebowanie na umorzenie uprawnień do emisji o wartości 30–42 mld zł.**
- Mimo ujęcia biometanu w szeregu dokumentów strategicznych wciąż brakuje krajowego dokumentu precyzyjnie określającego kierunek rozwoju branży oraz preferowane wykorzystanie tego paliwa. Opublikowany z końcem 2025 r. projekt *Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu* (aKPEiK)¹ jest krokiem w dobrą stronę, wskazując na wykorzystanie biometanu głównie w elektrowniach szczytowych i elektrociepłowniach. Wskazane jest utrzymanie spójnych rekomendacji również w projekcie² zaktualizowanej *Polityki energetycznej Polski do 2050 roku* (PEP2050).

1 Ministerstwo Energii, projekt *Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 i 2040 r.*, 2025, <https://www.gov.pl/web/energia/ministerstwo-energii-opublikowalo-projekt-krajowego-planu-w-dziedzinie-energii-i-klimatu-do-2030-i-2040-roku-to-kluczowy-dokument-dla-polskiej-energetyki-i-polskiej-gospodarki>.

2 Projekt PEP 2050 ma zostać przedstawiony przez Ministerstwo Energii w 2026 r. Więcej: K. Świstowski, *Transformacja pod znakiem chaosu. To może uratować planowanie polskiej energetyki*, WNP, <https://www.wnp.pl/energia/transformatcja-pod-znakiem-chaosu-to-moze-uratowac-planowanie-polskiej-energetyki,1033269.html>.

2. Zielony gaz z Polski

Dostępność paliw gazowych w Europie przez przynajmniej dwie najbliższe dekady będzie kluczowa dla zapewnienia nieprzerwanych dostaw energii elektrycznej oraz funkcjonowania trudnych do zelektryfikowania gałęzi przemysłu. Także pogodozależne źródła odnawialne (OZE) będą wymagały do bilansowania zarówno technologii magazynowania energii, jak i elastycznych źródeł gazowych.

Zależność od gazu jest szczególnie istotna w przypadku kraju takiego jak Polska, w którym oparte na węglu źródła wytwarzania energii elektrycznej i ciepła będą stopniowo musiały być zastępowane mniej emisyjnymi alternatywami. Państwowe i korporacyjne strategie energetyczne w Polsce są pod tym względem zgodne – paliwo gazowe będzie niezbędne do skutecznego funkcjonowania energetyki. Jego całkowite zużycie w polskiej gospodarce może wzrosnąć nawet o 50% w ciągu następnej dekady.

Dla Polski zaspokojenie tego zapotrzebowania będzie rosnącym wyzwaniem nie tylko logistycznym – jest to też istotna kwestia z perspektywy bezpieczeństwa. Już teraz nasze uzależnienie od importu gazu wynosi aż 82%, a z uwagi na brak obiecujących nowych źródeł będzie ono rosło. Niemal 90% z importowanego gazu przybywa do Polski przez Bałtyk – w formie LNG lub gazociągiem Baltic Pipe. W kontekście agresywnej polityki Rosji na Morzu Bałtyckim obawy o ciągłość tych dostaw są coraz bardziej uzasadnione. Dynamiczne zmiany na międzynarodowej arenie politycznej sprawiają również, że rośnie ryzyko wykorzystania naszej zależności od importu w sposób instrumentalny nie tylko przez Rosję.

4

Polski biometan

Jako bezemisyjne paliwo gazowe krajowej produkcji – jest w obecnej sytuacji rozwiązaniem praktycznym. Może być wykorzystywany w istniejącej infrastrukturze gazowej i u tych samych odbiorców, bez konieczności przebudowy urządzeń końcowych.

Każda wyprodukowana w Polsce megawatogodzina (MWh) biometanu zredukuje o tyle samo naszą zależność od importu paliw i wrażliwość na szoki cenowe, podażowe oraz infrastrukturalne. Jednocześnie każda złotówka wydana na polski biometan trafi do polskich producentów, gmin, rolników i napędzi krajową gospodarkę, zamiast trafiać na rachunki zagranicznych dostawców.

W tym kontekście krajowy biometan oznacza bezpośrednią substytucję gazu importowanego, a więc mniejsze ryzyko przerw w dostawach i mniejszą ekspozycję na wahania jego cen. Polska ma też bazę surowcową, której nie da się szybko odtworzyć w innych sektorach gospodarki. Szacunkowy potencjał produkcji biometanu waha się od 3,2 do 16 mld m³ rocznie, przy czym urealnione wartości wskazują raczej ok. 9 mld m³.

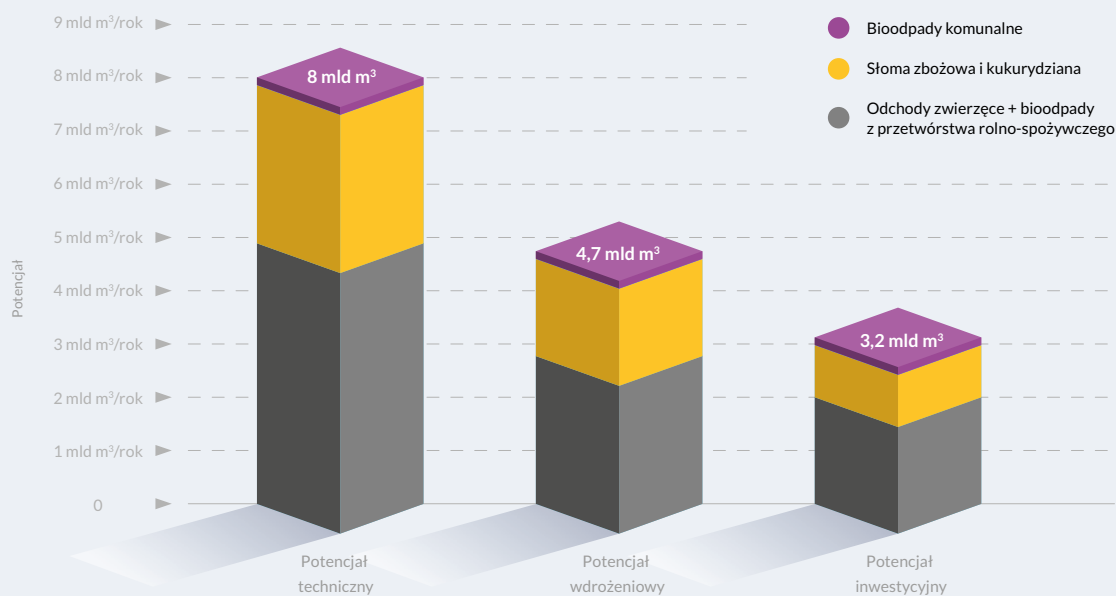
Rozwój produkcji biometanu ma szansę stać się jednocześnie projektem na rzecz bezpieczeństwa i perspektywą dla obszarów wiejskich poprzez dodatkowe przychody dla rolnictwa i zagospodarowanie strumieni odpadowych, a także ograniczenie odpływu kapitału za granicę.

Potencjał biometanu w Polsce

Szacunki dotyczące potencjału produkcji biometanu w Polsce wahają się od 3,2 mld m³ do 16 mld m³. Najwyższe wartości podaje Polska Organizacja Biometanu³. Całkowity potencjał Polski wynosić ma 16 mld m³ rocznie, przy czym urealniona wartość ma być bliższa 9 mld m³. Dużo bardziej zachowawcze są szacunki NCBR⁴, zgodnie z którymi całkowity potencjał, liczony na podstawie ilości substratu, wynosi 8 mld m³. Po uwzględnieniu dostępności substratu dla stworzenia łańcuchów dostaw na potrzeby instalacji potencjał wdrożeniowy wynosi 4,7 mld m³.

Duża różnica między tymi dwiema wartościami jest rezultatem specyfiki polskiego sektora rolnego, który charakteryzuje się rozproszeniem. Jeszcze niższy jest szacowany przez NCBR potencjał inwestycyjny wynoszący 3,2 mld m³. Uwzględnia on uwarunkowania ekonomiczne konieczne dla powstania biometanowni w danej lokalizacji (minimalna wydajność instalacji na poziomie 500 m³/h).

Wykres 1. Potencjał produkcji biometanu w Polsce



Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie raportu: E. Krasuska et al., *Realny potencjał produkcji biometanu w Polsce*.

³ B. Moszowski et al., *Potencjał produkcji biometanu w Polsce – Streszczenie*, Polska Organizacja Biometanu, <https://bioch4.org/wp-content/uploads/2025/08/Raport-Skrot.pdf-2.pdf>.

⁴ E. Krasuska et al., *Realny potencjał produkcji biometanu w Polsce*, NCBR, 2024, <https://www.gov.pl/attachment/1d27ccd0-14be-46ee-9535-68cef31dd0b0>.

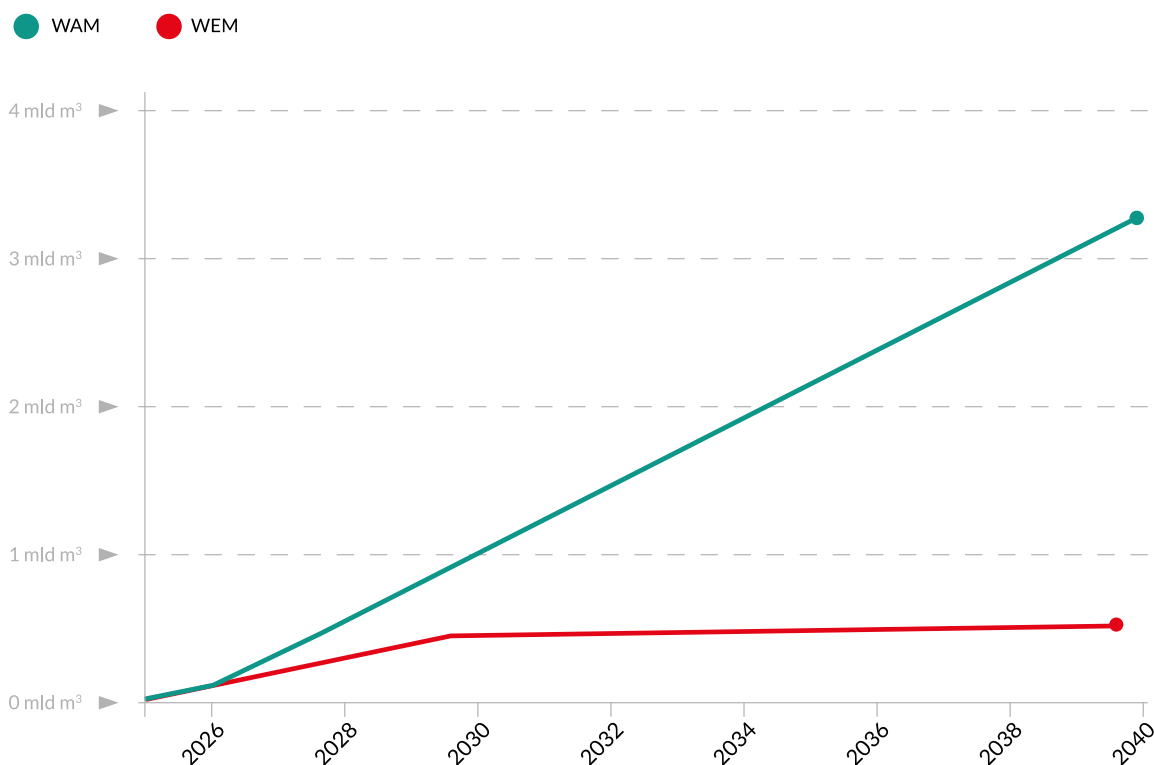
Podstawowymi cechami biometanu są jego bezemisyjność, krajowy potencjał produkcji na bazie odpadów oraz możliwość zatłoczenia do istniejącej sieci gazowej (więcej na temat powstawania biometanu w Aneksie 1. Dzięki dojrzałości technologii produkcji oraz możliwości wykorzystania istniejącej infrastruktury gazowej biometan jest obecnie tańszym i szybciej dostępnym rozwiązaniem niż np. zielony wodór. W rezultacie biometan krajowej produkcji może być użytecznym instrumentem dekarbonizacji gospodarki w obszarach, w których elektryfikacja jest mniej opłacalna lub wręcz niemożliwa.

W projekcie aKPEiK z grudnia 2025 r. przedstawiono dwa warianty rozwoju krajowej produkcji biometanu prowadzące do wyraźnie odmiennych rezultatów w horyzoncie 2030 r. i 2040 r.:

1. WEM – tzw. scenariusz zrównoważonej transformacji, bazowy zakładający w praktyce **utrzymanie produkcji na poziomie marginalnym i bez istotnej dynamiki wzrostu**. Produkcja biometanu w 2030 r. ma wynieść ok. 0,5 mld m³, a w 2040 r. – ok. 0,56 mld m³, co oznacza wzrost jedynie o ok. 60 mln m³ w ciągu dekady – to mniej niż polskie zużycie w ciągu jednej zimowej doby⁵. Taka ścieżka oznacza stagnację sektora i nie tworzy podstaw do budowy rynku zielonego gazu ani do zauważalnego zwiększenia krajowego pokrycia popytu na paliwa gazowe.
2. WAM – tzw. scenariusz przyspieszonej transformacji zakładający przejście od fazy budowy rynku do jego skalowania, co znajduje odzwierciedlenie w istotnie wyższych wolumenach produkcji. Produkcja biometanu w 2030 r. ma wynieść niemal 1,0 mld m³, a następnie wzrosnąć do ok. 3,3 mld m³ w 2040 r. Oznacza to ponad trzykrotny wzrost w dekadę i wyraźne odejście od podejścia zachowawczego. Przy takiej skali biometan może pełnić funkcję istotnego składnika bilansu paliw gazowych. W ujęciu systemowym WAM jest scenariuszem, który zakłada możliwość pokrywania istotnej części zapotrzebowania na paliwa gazowe z własnych źródeł, zgodnie z intencją wskazaną w opisie aKPEiK.

6

Wykres 2. Cel krajowej produkcji biometanu wg projektu aKPEiK (grudzień 2025 r.)

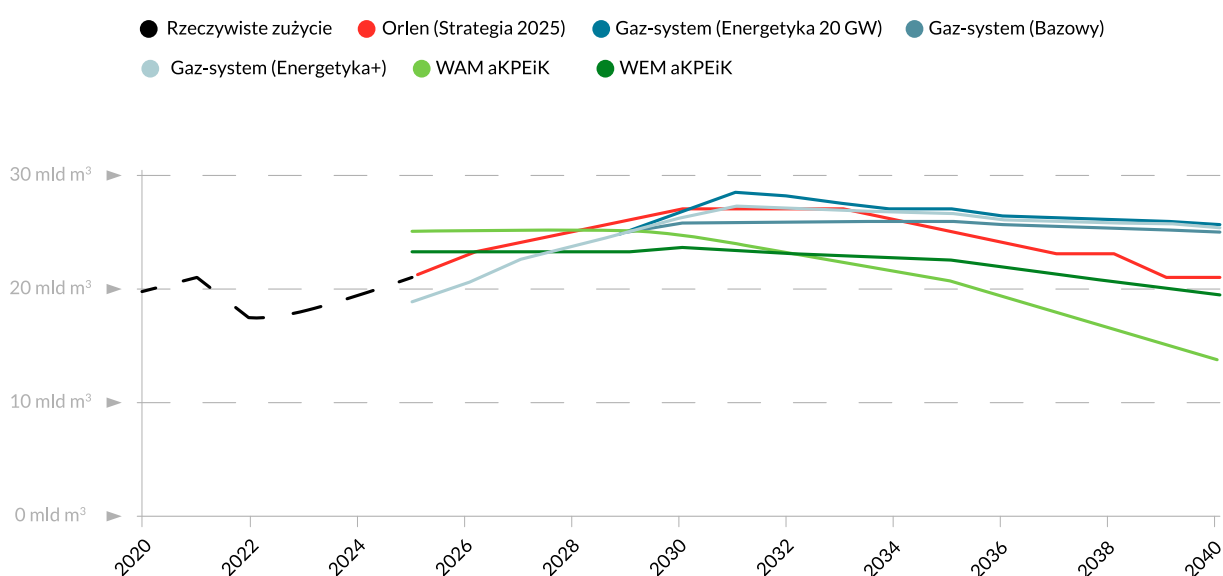


Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie danych według aKPEiK z grudnia 2025 r.

5 L. Kadej, R. Zasuń, *Polska bije rekordy zużycia gazu*, „Wysokie Napięcie”, 2026, <https://wysokienapiecie.pl/116174-polska-bije-rekordy-zuzycia-gazu/>.

Na wykresie 2 zestawiono projekcje popytu na gaz ziemny zaczerpnięte z kluczowych dokumentów strategicznych. Część odnosi się do zużycia jedynie gazu ziemnego (aKPEiK oraz *Strategia Orlen do 2035 r.*⁶), a część do szerszej kategorii paliw gazowych, w które wliczone są również biogaz, biometan i wodór (GAZ SYSTEM⁷). To, co jest jednak wspólne dla większości prognoz, to szczyt zapotrzebowania na paliwa gazowe przypadający na pierwszą połowę lat 30. W dalszej perspektywie rośnie rozpiętość prognoz, która jest zależna głównie od tempa transformacji energetycznej w latach 30. Warianty aKPEiK, zwłaszcza WAM, wskazują na szybsze ograniczanie roli gazu kopalnego, podczas gdy pozostałe projekcje przewidują dłuższą zależność Polski od paliw gazowych, w tym gazu ziemnego.

Wykres 3. Prognozy dotyczące wykorzystania gazu ziemnego w Polsce

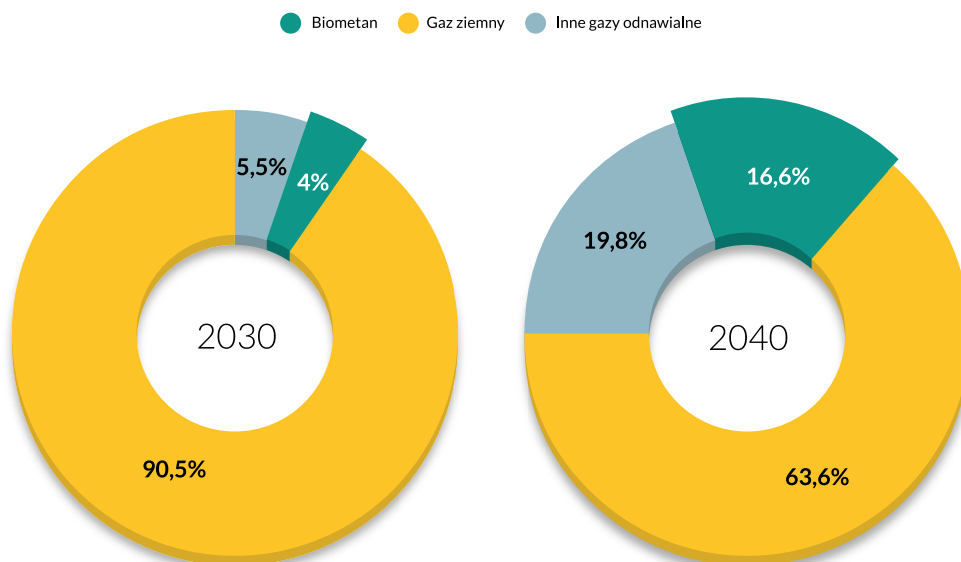


Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie danych: GAZ-SYSTEM, *Krajowy plan rozwoju*, aKPEiK (grudzień 2025 r.), ORLEN, *Strategia Orlen do 2035 roku*.

Wraz z postępującą transformacją energetyczną zmieni się struktura zużycia paliw gazowych w Polsce. Przedstawiona prognoza zużycia trzech rodzajów paliw gazowych zgodnie ze scenariuszem WAM w aktualizacji aKPEiK (grudzień 2025 r.) wskazuje wyraźny spadek zapotrzebowania na gaz ziemny do 2040 r. przy jednoczesnym stopniowym wzroście roli paliw niskoemisyjnych, w szczególności biometanu oraz wodoru, które przejmują część funkcji paliw kopalnych w sektorach trudnych do elektryfikacji.

6 ORLEN, *Strategia Orlen do 2035 roku*, <https://www.ornlen.pl/content/dam/internet/ornlen/pl/pl/o-firmie/strategia-2035/dokumenty/Strategia%20ORLEN%202035.pdf>.
 7 GAZ SYSTEM, *Krajowe Plany Rozwoju*, <https://www.gaz-system.pl/pl/system-przesylowy/rozwoj-systemu-przesylowego/krajowe-plany-rozwoju.html>.

Wykres 4. Prognozy dotyczące wykorzystania paliw gazowych brutto w Polsce według scenariusza WAM aKPEiK (grudzień 2025 r.)



Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie danych według scenariusza WAM aKPEiK (grudzień 2025 r.).

8

2.1. Biometan: koszty produkcji a wartość systemowa

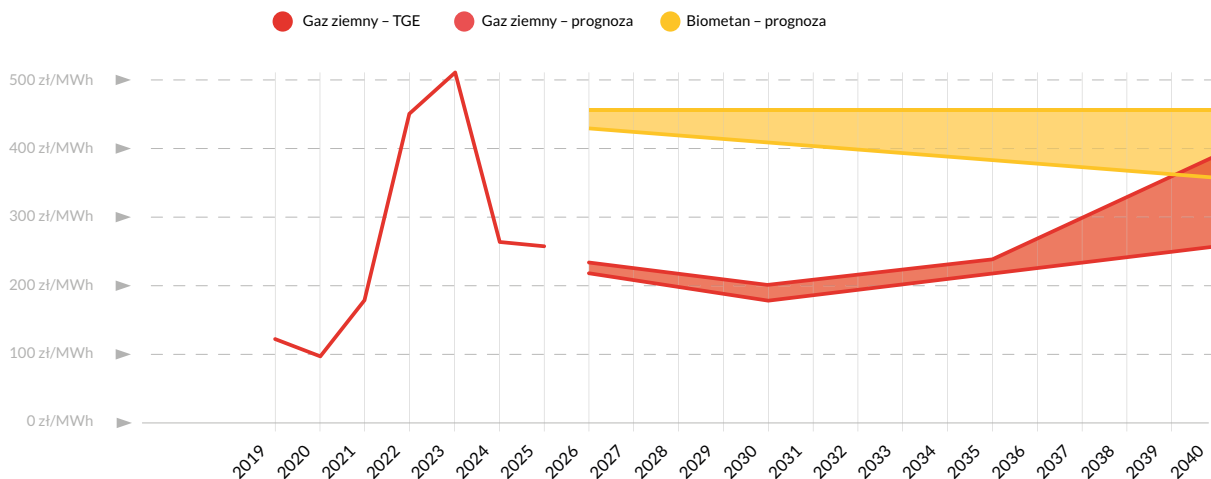
Koszty produkcji biometanu obecnie pozostają wyższe niż ceny zakupu gazu ziemnego, nawet przy uwzględnieniu opłat za emisję CO₂⁸. Zgodnie z analizą NCBR⁹ jednostkowy koszt produkcji biometanu w 2025 r. wynosi powyżej 430 zł/MWh. W 2040 r. duże instalacje prawdopodobnie osiągną koszt jednostkowy na poziomie ok. 350 zł/MWh, czyli zbliżą się do prognozowanego kosztu gazu ziemnego, którego ceny – z uwzględnieniem kosztów ETS – będą wahały się w przedziale 255–390 zł/MWh. Oznacza to, że **luka kosztowa między biometanem a gazem ziemnym będzie stopniowo maleć**. Na szybkość tego procesu wpływ będą miały:

- skala rozwoju branży biometanowej,
- logistyka i dostępność substratów,
- integracja technologiczno-przyłączeniowa,
- cena gazu i uprawnień w ramach EU ETS.

8 Metodologia naszych obliczeń znajduje się w Aneksie.

9 E. Krasuska et al., op. cit.

Wykres 5. Zakres kosztów produkcji biometanu oraz cen gazu ziemnego na Towarowej Giełdzie Energii z uwzględnieniem opłat za emisję CO₂



Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie danych: E. Krasuska et al., *Realny potencjał produkcji biometanu w Polsce*, aKPEiK (grudzień 2025 r.), ORLEN, *Strategia Orlen do 2035 roku*, IEA, *Biogas and Biomethane Outlook to 2050*.

* Wartości historyczne dla gazu ziemnego przedstawiają średnią roczną cenę gazu ziemnego na Towarowej Giełdzie Energii (TGE) wraz z uwzględnieniem cen EU ETS. Prognozowane wartości cen gazu ziemnego zostały przedstawione w strategii Orlen 2035, natomiast uwzględniono tutaj dwie ścieżki cenowe uprawnień EU ETS - 1) niższa Orlen 2035, 2) aKPEiK (grudzień 2025 r.).

Prognoza kosztów wytwarzania biometanu została oparta na danych liczbowych przedstawionych przez NCBR, przy czym dla największych instalacji zastosowano 20% spadek kosztów wytwarzania w horyzoncie kolejnych dwóch dekad w oparciu o prognozy Międzynarodowej Agencji Energii (*Biogas and Biomethane Outlook to 2050*).

Koszty biometanu w Europie

Doświadczenia rynków europejskich, zwłaszcza duńskiego, niemieckiego i francuskiego, pokazują, że wraz ze wzrostem skali wytwarzania i standaryzacją technologii możliwe jest obniżenie kosztów produkcji biometanu nawet o 20% w ciągu dwóch kolejnych dekad¹⁰. Autorzy aKPEiK przewidują jeszcze większy spadek kosztów produkcji, sięgający 25–50%.

Nowoczesne instalacje oczyszczania biogazu osiągają wysoką dostępność techniczną przy bardzo niskich stratach metanu i kosztach wytwarzania rzędu 215–260 zł/MWh¹¹. Jest to możliwe nie tylko dzięki efektywnemu odzyskiwaniu ciepła i integracji procesów technologicznych, ale także dzięki bardziej skoncentrowanej strukturze rolnictwa, większym gospodarstwom i fermom niż w Polsce, co ułatwia zapewnienie dużych ilości substratu i pofermentu. W efekcie spada energochłonność procesu, a konkurencyjność biometanu względem gazu kopalnego wyraźnie rośnie.

Z uwagi na istniejącą lukę kosztową w stosunku do cen gazu ziemnego rozwój krajowej branży biometanu wymaga utworzenia systemu wsparcia. Ustawa o OZE wprowadza mechanizm *Feed-in-Premium* (FiP)¹² dla wytwórców biometanu w instalacjach o mocy nie większej niż 1 MW¹³. FiP dla biometanu pokrywa różnicę między ceną rynkową gazu ziemnego a ceną referencyjną ustalaną w drodze rozporządzenia ministra właściwego ds. klimatu i środowiska.

10 IEA, *Biogas and Biomethane Outlook to 2050*, 2025, <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane/biogas-and-biomethane-outlook-to-2050>; Załącznik nr 1 do Aktualizacji Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r. - Scenariusz przyspieszonej transformacji.

11 O. Gumeniuk et al., *Oczyszczanie biogazu aminami: lekcje z duńskiej praktyki*, „Magazyn Biomasa”, 2025, <https://magazyinbiomasa.pl/oczyszczanie-biogazu-aminami-lekcje-z-dunskiej-praktyki/>.

12 *Feed-in Premium* (FiP) to system wsparcia OZE, w którym producenci sprzedają energię na rynku, otrzymując dopłatę do różnicy między ceną rynkową a ceną referencyjną.

13 Art. 83l Ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t.j. Dz.U. z 2026 r. poz. 68).

Obecnie wynosi ona 538 zł/MWh dla biometanu z biogazu i 545 zł/MWh dla biometanu z biogazu rolniczego. Koszty wsparcia pokrywane są z opłaty OZE ponoszonej przez konsumentów energii elektrycznej.

Jest to rozwiązanie stosowane również w przypadku systemów wsparcia dla innych OZE, **jednak nie jest optymalnym rozwiązaniem dla biometanu**, którego koszty nie powinny obciążać rachunku za energię elektryczną z uwagi na priorytetowe znaczenie elektryfikacji dla transformacji energetycznej.

W momencie publikacji niniejszego raportu trwały prace nad nowelizacją ustawy o OZE i innych ustaw (UD 332)¹⁴. W dokumencie zaproponowano szereg zmian korzystnych dla branży biometanowej. Przede wszystkim zakłada on uruchomienie systemu aukcji w formule kontraktu różnicowego do 20 lat dla instalacji biometanowych o mocy powyżej 1 MW. Rozwiązanie to należy uznać za pożądane, ponieważ może ono w wyraźny sposób wpłynąć na pojawienie się nowych instalacji w Polsce¹⁵.

2.2. Poferment jako element lokalnej gospodarki

Poferment to produkt uboczny produkcji biometanu. Stanowi istotny składnik bilansu materiałowego biometanowni i ważne ogniwo w obiegu składników odżywczych między biometanownią a rolnictwem. Jego właściwości nawozowe wynikają z wysokiej zawartości azotu, fosforu i potasu, co pozwala wykorzystywać go jako substytut nawozów naturalnych i mineralnych. Włączenie pofermentu do lokalnej gospodarki rolnej domyka cykl wykorzystania biomasy, w którym przetworzony surowiec wraca do gleby, poprawiając jej strukturę i bilans składników mineralnych.

10 Azot zawarty w pofermencie jest dostępny dla roślin w łatwo przyswajalnych formach, co zwiększa efektywność nawożenia i zmniejsza straty składników odżywczych. W efekcie wykorzystanie pofermentu może przyczynić się do redukcji emisji amoniaku, a jednocześnie poprawiać jakość gleb i ich zdolność do retencji wody¹⁶.

Włączenie pofermentu do lokalnego obiegu surowców organicznych wzmacnia efektywność systemu produkcji energii i przyczynia się do rozwoju gospodarki o obiegu zamkniętym w regionach wiejskich:

- z perspektywy ekonomicznej poferment jest elementem łączącym biometanownię z lokalnym rynkiem rolnym,
- dla gospodarstw uczestniczących w łańcuchu dostaw stanowi źródło oszczędności, zmniejszając zapotrzebowanie na nawozy,
- dla gospodarki krajowej jest to element ograniczania wykorzystania gazu ziemnego niezbędnego do produkcji nawozów mineralnych,
- dla wytwórców biometanu jest częścią modelu biznesowego, który zwiększa przychody lub ogranicza koszty zagospodarowania pozostałości po procesie fermentacji.

W polskich warunkach o tym, czy poferment jest nawozem, czy odpadem, decyduje przede wszystkim pochodzenie wsadu oraz to, czy spełnia on przesłanki definicji odpadu w rozumieniu ustawy o odpadach¹⁷. Jeżeli biometanownia pracuje na surowcach rolniczych, takich jak kiszonki roślin uprawnych albo inne materiały roślinne, masa pofermentacyjna może zostać potraktowana jako produkt pofermentacyjny i po spełnieniu wymogów jakościowych wprowadzona do obrotu jako nawóz organiczny. W praktyce to właśnie ten strumień pofermentu ma realną szansę funkcjonować na rynku nawozowym i być wykorzystywany w sposób zbliżony do klasycznych nawozów naturalnych.

14 Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Kolejny projekt ustawy dot. odnawialnych źródeł energii włączony do Wykazu prac Rady Ministrów*, 2025, <https://www.gov.pl/web/klimat/kolejny-projekt-ustawy-dot-odnawialnych-zrodel-energii-wlaczony-do-wykazu-prac-rady-ministrow>.

15 Przedstawiciele polskiej branży biogazowej i biometanowej oraz eksperci, z którymi konsultowaliśmy się w trakcie prac nad niniejszym raportem, oceniają proponowane rozwiązania w zakresie systemu wsparcia oraz gazociągów bezpośrednich jako optymalne.

16 D. Lisiecka, *Poferment z biogazowni pozytywnie wpływa na strukturę gleby*, „Magazyn Biomasa”, 2024, <https://magazynbiomasa.pl/poferment-z-biogazowni-pozytywnie-wplywa-na-strukture-gleby/>.

17 *Ustawa z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach* (t.j. Dz.U. 2023 r. poz. 1587 ze zm.).

Sytuacja zmienia się zasadniczo, gdy substratem są odpady komunalne albo przemysłowe. W takim przypadku poferment zachowuje status odpadu i może być stosowany rolniczo wyłącznie w ramach procesu odzysku na ściśle wskazanych działkach, przy pełnej ewidencji i konieczności wykonywania badań gleb.

Dla operatora biometanowni oznacza to, że nawet pełnowartościowy agronomicznie poferment nie funkcjonuje jako produkt rynkowy, lecz jako koszt i strumień odpadowy zagospodarowywany w reżimie administracyjnym. Koncentracja dużych ilości takiego pofermentu na ograniczonej liczbie pól prowadzi dodatkowo do lokalnej kumulacji azotu i fosforu, co przy obowiązującym programie azotanowym¹⁸ zwiększa presję środowiskową, zamiast ją rozpraszać.

2.3. Gaz ziemny i bilans gospodarczy

Polska gospodarka pozostaje silnie uzależniona od importowanego gazu ziemnego. Krajowe wydobycie pokrywa zaledwie niewielką część polskiego zapotrzebowania. Większość surowca trafia do kraju w postaci LNG dostarczanego do terminala w Świnoujściu oraz gazociągiem Baltic Pipe. **Gazowe uzależnienie importowe Polski wyniosło 82%¹⁹ w 2024 r., z czego aż 88% dostaw przechodziło przez rejon Bałtyku.** Każde z tych źródeł obciążone jest ryzykiem wynikającym z uwarunkowań infrastrukturalnych, technicznych i geopolitycznych. Infrastruktura przesyłowa oparta na połączeniach morskich jest szczególnie wrażliwa na zdarzenia o charakterze nadzwyczajnym, które w przypadku systemu gazowego mogą prowadzić do długotrwałych przerw w dostawach i gwałtownych wzrostów cen.

Własna produkcja gazu

Zgodnie ze strategią Grupy Orlen do 2035 r.²⁰ elementem zabezpieczenia dostaw gazu do Polski jest rozwój własnego portfela upstreamowego (produkcyjnego) obejmującego krajowe wydobycie, produkcję realizowaną na Norweskim Szelfie Kontynentalnym oraz inne aktywa wydobywcze. W perspektywie do 2035 r. Orlen zakłada wzrost łącznego wolumenu gazu ziemnego z tych źródeł z ok. 8,6 mld m³ do ok. 12,0 mld m³, w tym zwiększenie wydobycia w Norwegii z ok. 4,5 do ok. 6,0 mld m³.

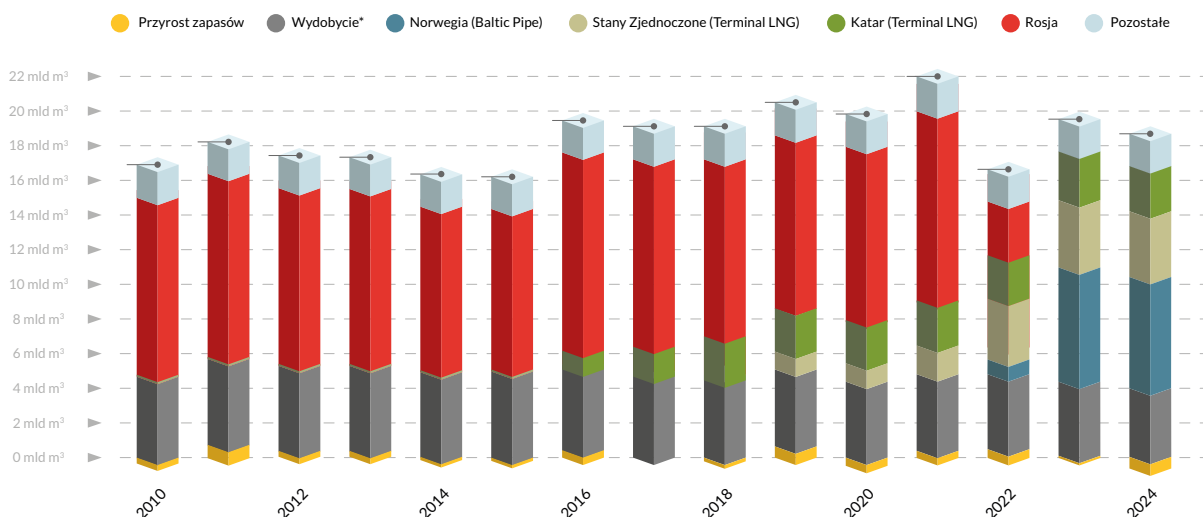
Należy jednak podkreślić, że mimo kontroli kapitałowej nad tymi wolumenami gaz ten w przeważającej części wymaga przesyłu infrastrukturą transgraniczną. Oznacza to utrzymanie ryzyka infrastrukturalnego charakterystycznego dla importowego modelu zaopatrzenia.

¹⁸ Program azotanowy – w polskim prawie to potoczna nazwa Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 31 stycznia 2023 r. w sprawie „Programu działań mających na celu zmniejszenie zanieczyszczenia wód azotanami pochodzącymi ze źródeł rolniczych oraz zapobieganie dalszemu zanieczyszczeniu” (Dz.U. z 2023 r. poz. 244).

¹⁹ K. Kwidziński, M. Dusito, *Transformacja energetyczna w Polsce. Edycja 2025*, Forum Energii, 2025, <https://www.forum-energii.eu/download/pobierz/rocznik-dane-o-energetyce>.

²⁰ ORLEN, *Strategia Orlen do 2035 roku*, op.cit.

Wykres 6. Bilans gazu ziemnego – import i wydobywanie



Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie danych ARE, GUS, ARP, ENTSOG, Eurostatu.

* Ekwiwalent wydobywania gazu ziemnego wysokometanowego.

12

Wysoki poziom zależności Polski od importowanego gazu ziemnego powoduje trwały odpływ środków z krajowej gospodarki i pogarsza jej bilans handlowy. Znaczna część wydatków na paliwo gazowe trafia do podmiotów zagranicznych, co ogranicza wpływ tych nakładów na rozwój krajowej gospodarki. Wahania cen przekładają się bezpośrednio na koszty energii ponoszone przez przemysł, ciepłownictwo i odbiorców indywidualnych, utrudniając planowanie inwestycji i stabilne funkcjonowanie przedsiębiorstw.

Struktura dostaw gazu do Polski pozostaje wrażliwa na nagłe zdarzenia zakłócające ciągłość pracy infrastruktury przesyłowej. Wysoka koncentracja kierunków dostaw z obszaru Morza Bałtyckiego wiąże się z ryzykiem wystąpienia awarii infrastruktury podmorskiej lub ograniczeń w dostawach LNG na rynkach światowych. Doświadczenia ostatnich lat pokazują, że tego rodzaju wydarzenia mogą prowadzić do gwałtownych wzrostów cen i problemów z dostępnością surowca w regionie.

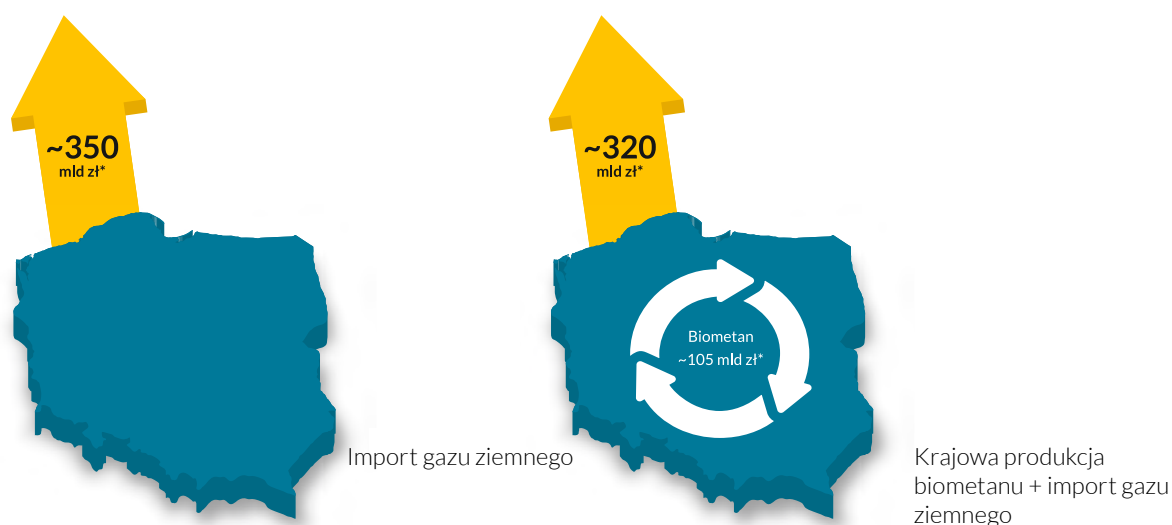
Zaprezentowana w aKPEiK z grudnia 2025 r. prognoza zużycia gazu ziemnego oznacza, że do 2040 r. łączny koszt importu może sięgnąć kilkuset mld zł, w zależności od przyjętej ścieżki cenowej. Skala tych wydatków podkreśla znaczenie rozwoju krajowej produkcji biometanu, który może stopniowo ograniczać zapotrzebowanie na gaz kopalny i stabilizować bilans energetyczny.

Biometan jako paliwo gazowe

Zależność Polski od gazu ziemnego wynika nie tylko z potrzeb energetycznych, ale również z charakteru krajowej infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej, projektowanej przez dekady z myślą o paliwach gazowych. **Biometan może być wprowadzany do tej samej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, korzystać z tych samych instalacji technologicznych i trafiać do tych samych odbiorców** co gaz ziemny. Włączenie biometanu do istniejącej infrastruktury oznacza, że każda jednostka paliwa wytworzona w kraju może bezpośrednio zastępować gaz importowany bez konieczności przebudowy sieci lub zmiany urządzeń po stronie odbiorców.

W skali krajowej rozwój biometanu przekłada się na utrzymanie w gospodarce środków, które w scenariuszu importowym byłyby kierowane do zagranicznych dostawców surowca. Dzięki temu do 2040 r. w krajowym obiegu może pozostać od 27 do 30 mld zł, które nie zostaną wydane na importowany gaz ziemny. Taka zmiana przepływów finansowych oznacza, że większa część wartości generowanej w sektorze energetycznym pozostaje w kraju, zasilając głównie sektor rolny i samorządy. Dywersyfikacja źródeł paliw gazowych poprzez włączenie organicznego biometanu zwiększa udział krajowej produkcji paliw w bilansie energetycznym, poprawiając bezpieczeństwo surowcowe Polski.

Rysunek 1. Wpływ krajowej produkcji biometanu na przepływy finansowe związane ze zużyciem gazu w Polsce



Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie danych: aKPEiK (grudzień 2025 r.); ORLEN, *Strategia Orlen do 2035 roku*.

* Szacunkowa skumulowana wartość z lat 2025–2040.

W wariacie z krajową produkcją biometanu (grafika po prawej stronie) część zapotrzebowania na importowany gaz ziemny pokrywa krajowy biometan. W rezultacie skumulowana wartość importu gazu ziemnego do 2040 r. spada z ok. 350 mld zł do ok. 320 mld zł. Wprowadzenie biometanu do obiegu w Polsce generuje wpływy ekonomiczne rzędu 105 mld zł, które pozostają w krajowej gospodarce. Należy przy tym jednak podkreślić, że skumulowany koszt biometanu będzie o ok. 75 mld zł wyższy niż gazu ziemnego. Wszystkie wartości mają charakter szacunkowy i przedstawiają skumulowane przepływy finansowe w okresie 2025–2040.

Zatrzymanie środków w krajowej gospodarce w wyniku rozwoju produkcji biometanu ma charakter wielowymiarowy. Wokół produkcji biometanu rozwija się sieć powiązań obejmująca przedsiębiorstwa budowlane, transportowe, projektowe, serwisowe i technologiczne. Każda nowa instalacja może oznaczać zamówienia dla krajowych producentów zbiorników, modułów oczyszczania, automatyki czy systemów magazynowania. W efekcie rośnie zapotrzebowanie na specjalistyczne komponenty i technologie środowiskowe, które mogą stać się jednym z filarów rozwoju polskiego przemysłu niskoemisyjnego. Niektóre elementy inwestycji będą oczywiście wymagały również importu w przypadku braku dostępności krajowych podzespołów lub dostępności tańszych alternatyw za granicą.

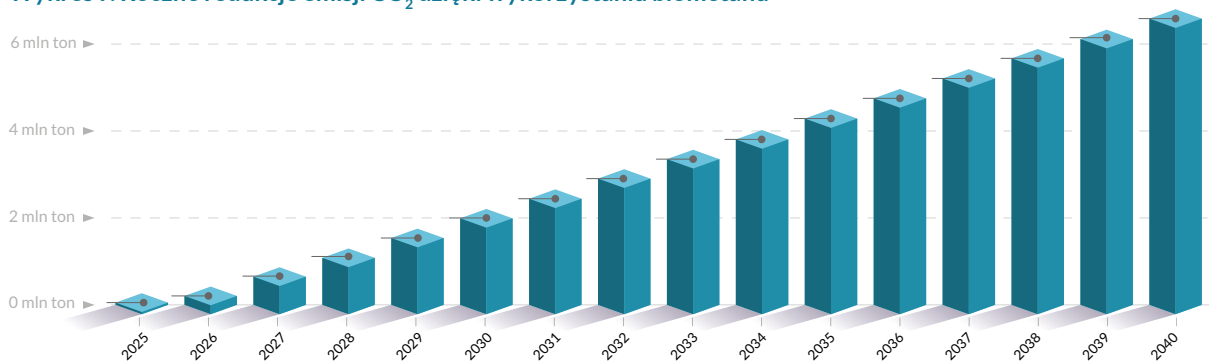
Znacząca część wartości dodanej generowanej przez sektor biometanowy pozostaje w gminach i powiatach, gdzie powstają instalacje. Wytwórcy współpracują z lokalnymi gospodarstwami rolnymi i zakładami przetwórczymi, które dostarczają substraty, świadczą usługi logistyczne i magazynowe. Rolnicy uzyskują dodatkowe przychody, a jednocześnie redukują koszty gospodarowania odpadami organicznymi. Część środków inwestycyjnych wraca do samorządów w postaci podatków, opłat i inwestycji towarzyszących, takich jak modernizacja dróg, systemów kanalizacyjnych czy przyłączy energetycznych.

3. Biometan jako instrument redukcji emisji

Rozwój krajowej produkcji biometanu będzie istotnym elementem ograniczania emisji gazów cieplarnianych w Polsce w nadchodzących dwóch dekadach. Zastępowanie gazu ziemnego biometanem wytwarzanym z krajowych odpadów rolniczych, komunalnych i przemysłowych pozwala nie tylko na redukcję emisji rozliczanych w systemie EU ETS, ale również emisji dużo bardziej szkodliwego niż CO₂ metanu. Rozwój krajowej branży biometanowej może odegrać znaczną rolę w ograniczaniu emisji m.in. w szczytowych jednostkach gazowych oraz w obszarach, w których gaz pozostaje trudny do zastąpienia.

Rozwój biometanu w Polsce może pozwolić na uniknięcie emisji ok. 6,5 mln ton CO₂ rocznie, a skumulowany efekt redukcji do 2040 r. może wynieść ok. 50 mln ton CO₂. Obliczenia te uwzględniają przewidywaną produkcję biometanu z krajowych zasobów, które stopniowo zastępują gaz importowany i przyczyniają się do zmniejszenia emisji w krajowym bilansie.

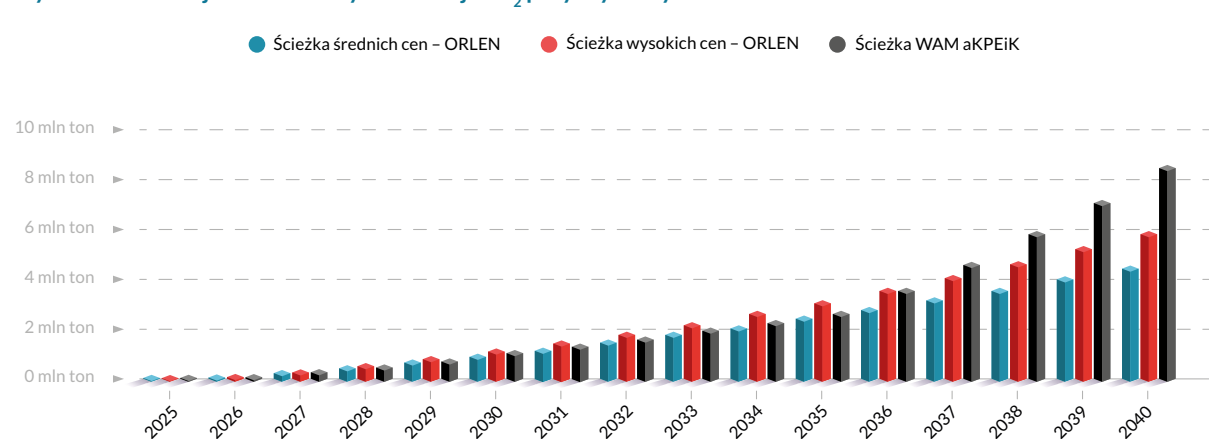
Wykres 7. Roczne redukcje emisji CO₂ dzięki wykorzystaniu biometanu



Źródło: opracowanie Forum Energii na podstawie danych: według scenariusza WAM aKPEiK (grudzień 2025 r.); KOBiZE, Wartości opłatowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2022 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2025.

W miarę rozwoju rynku biometanu rosnące znaczenie dla przedsiębiorstw objętych systemem EU ETS będzie miała możliwość zastępowania gazu ziemnego biometanem jako paliwem o zerowym bilansie emisji w ujęciu regulacyjnym. Dzięki temu podmioty wykorzystujące paliwa gazowe będą mogły ograniczać zapotrzebowanie na uprawnienia do emisji, a tym samym redukować koszty ich zakupu. W 2040 r. przy prognozowanych cenach uprawnień do emisji na poziomie 194–300 euro/t CO₂ (według strategii Orlenu do 2035 r. oraz aKPEiK z grudnia 2025 r.) rozwój biometanu w Polsce pozwoli podmiotom wykorzystującym paliwo gazowe uniknąć opłat rzędu 4,5–8,5 mld zł rocznie. Ostateczna wartość redukcji opłat za emisję będzie zależała od ścieżki cenowej EU ETS oraz skali produkcji biometanu.

Wykres 8. Redukcje kosztów z tytułu emisji CO₂ przy wykorzystaniu biometanu



Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie danych aKPEiK (grudzień 2025 r.); ORLEN, Strategia Orlenu do 2035 roku.

4. Lokalny wymiar produkcji biometanu

Rosnące znaczenie biometanu nie wynika wyłącznie z jego roli w redukcji emisji, lecz z **możliwości trwałego włączenia tego paliwa w krajowe i regionalne procesy gospodarcze**. W przeciwieństwie do wielu innych technologii sektor biometanowy jest silnie osadzony w lokalnej gospodarce i opiera się na materialnych strumieniach surowców, usług i produktów ubocznych. Tworzy to strukturę ekonomiczną, w której energia staje się tylko jednym z elementów łańcucha wartości.

Produkcja biometanu uruchamia powiązania pomiędzy rolnictwem, przemysłem przetwórczym, sektorem komunalnym i usługami technologicznymi, generując przepływy finansowe w skali lokalnej i krajowej:

- na poziomie mikroekonomicznym wpływa to na rentowność gospodarstw rolnych, które mogą dywersyfikować przychody poprzez dostarczanie substratów i świadczenie usług logistycznych,
- na poziomie przemysłowym biometanownie stanowią platformy współpracy dla firm z branż technologii środowiskowych i gospodarki odpadami.

Biometan przekształca się tym samym z paliwa energetycznego w element krajowego systemu przetwarzania i recyklingu zasobów biologicznych, wpisując się w logikę gospodarki o obiegu zamkniętym opartej na lokalnym przetwarzaniu i ograniczaniu strat surowcowych.

Biogeniczny dwutlenek węgla

Istotnym uzupełnieniem potencjału redukcji emisji będzie możliwość wykorzystania biogenicznego dwutlenku węgla (bioCO_2) powstającego w procesie oczyszczania biogazu. BioCO_2 , w przeciwieństwie do CO_2 pochodzenia kopalnego, może być ponownie wykorzystany w gospodarce bez konieczności rozliczania emisji. Stanowi on produkt uboczny procesu technologicznego, który można zagospodarować rynkowo, zwiększając przychody instalacji i poprawiając ich ekonomikę. W praktyce odzysk i sprzedaż bioCO_2 mają potencjał stać się jednym z elementów modelu biznesowego nowoczesnych biometanowni – obok przychodów z energii, usług środowiskowych i zagospodarowania pofermentu.

Biogeniczny dwutlenek węgla znajduje zastosowanie w uprawach szklarniowych, w których wzbogacanie powietrza CO_2 przyspiesza wzrost roślin i zwiększa plony, a także w przemyśle napojowym i przy pakowaniu żywności w atmosferze ochronnej. Wykorzystanie bioCO_2 z instalacji biometanowych ogranicza zapotrzebowanie na CO_2 pochodzenia kopalnego i tworzy nowe powiązania gospodarcze między sektorem rolno-spożywczym, przemysłem technicznym i energetyką odnawialną.

5. Wyzwania i rekomendacje

Mimo potencjału do wzrostu produkcji biometanu w Polsce oraz atrakcyjnego, choć skierowanego tylko do małych instalacji, systemu wsparcia branża boryka się z szeregiem wyzwań, które spowalniają jej rozwój.

Brak jednolitej strategii dla polskiego biometanu

Choć biometan pojawia się w wielu dokumentach planistycznych i strategicznych, to nie istnieje spójna wizja rozwoju branży. Dotyczy to zarówno celów produkcyjnych, jak i sposobu wykorzystania biometanu. W aKPEiK z grudnia 2025 r. scenariusz WAM opiera się na analizie potencjału NCBR i zakłada produkcję ponad 3 mld m³ tego gazu do 2040 r., co jest zgodne z założeniami niniejszego raportu. Jednak już scenariusz WEM – przedstawiany jako bazowy dla polskiej transformacji energetycznej – zakłada produkcję zaledwie 0,56 mld m³ tego paliwa do 2040 r. Jest to wartość zdecydowanie zbyt niska, biorąc pod uwagę potencjał i potrzeby polskiej gospodarki.

Krajowe dokumenty planistyczne nie precyzują też w jednoznaczny sposób preferowanego wykorzystania biometanu w gospodarce. O ile PEP 2040 (luty 2021) przewiduje głównie dekarbonizację transportu, to aKPEiK (grudzień 2025 r.) zakłada przede wszystkim wykorzystanie do dekarbonizacji ciepłownictwa i szczytowych bloków gazowych (co jest rozwiązaniem optymalnym). Z kolei w uzasadnieniu do projektu nowelizacji ustawy o OZE (druk UD332) znów wskazano biometan jako sposób do osiągnięcia Narodowych Celów Wskaźnikowych w transporcie²¹. Zasadne w związku z tym jest ujednoczenie celów i wskaźników produkcji biometanu w trakcie nowelizacji Polityki energetycznej Polski do 2050 r.

Rozbudowane procedury administracyjne

Najpoważniejszym utrudnieniem dla rozwoju branży z perspektywy jej przedstawicieli jest przewlekły, kilkuletni proces uzyskiwania pozwoleń, co na niektórych etapach istotnie ogranicza rozwój produkcji biometanu.

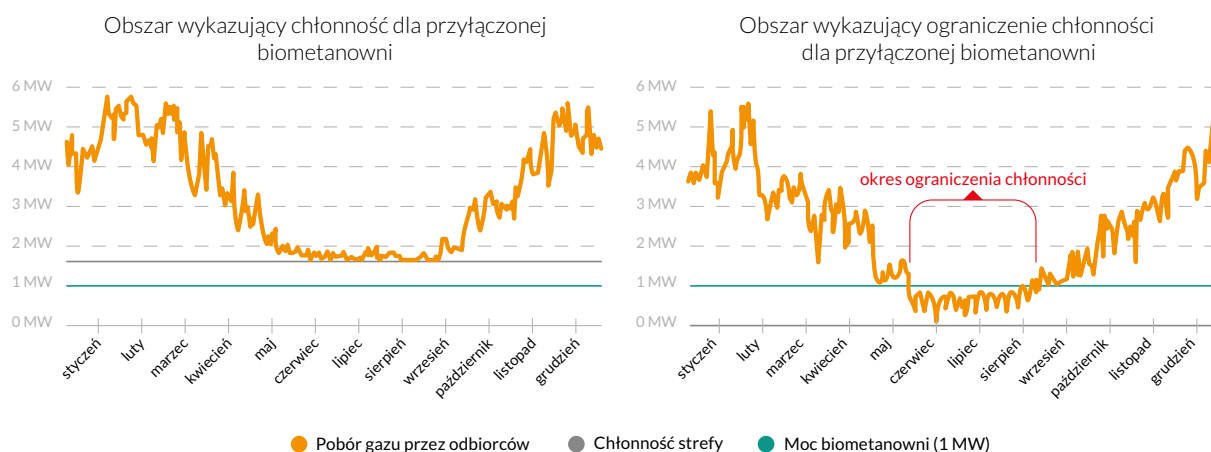
- 1. Obowiązek lokalizowania instalacji o mocy powyżej 1 MW wyłącznie na podstawie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego (MPZP).** To duże utrudnienie, wydłużające proces inwestycyjny nawet o ponad rok. Na obszarach rolnych, gdzie powstaje większość instalacji biogazowych i biometanowych, oznaczać to będzie często konieczność tworzenia MPZP, co zatrzyma inwestycje aż do jego uchwalenia. Jednocześnie budowa biometanowni z pominięciem MPZP może wiązać się z rosnącym sprzeciwem społecznym, a w rezultacie hamowaniem rozwoju branży w Polsce. Rozsądnym rozwiązaniem tego problemu jest wzmocnienie lokalnych administracji w procesie powstawania MPZP oraz praca nad świadomością społeczną w zakresie wpływu biometanowni na otoczenie (patrz niżej).
- 2. Zakaz nabywania działek rolnych powyżej 1 ha przez podmioty nieprowadzące działalności rolniczej.** To kolejny czynnik ograniczający możliwość lokalizacji instalacji. W polskich warunkach, w których inwestorami w branży biometanowej będą w dużej mierze podmioty nierolnicze, może to utrudnić wykorzystanie polskiego potencjału produkcji biometanu.
- 3. Procedura uzyskiwania zgody środowiskowej, z którą wiąże się największe ryzyko wstrzymania lub przedłużenia realizacji projektu.** Brak jednolitego wniosku o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla większości instalacji biogazowych i biometanowych oraz wiążącego czasu wydania decyzji powoduje, że organ wydający zgodę może skutecznie wydłużać procedurę, kierując kolejne zapytania do inwestora. Cały proces może trwać nawet kilka lat. Z kolei decyzja kasacyjna od wydanej odmowy nie oznacza zgody, lecz pozwala organowi wydającemu decyzję na ponowne opóźnianie projektu. Wprowadzenie maksymalnego czasu na wydanie decyzji, po upływie którego domniemywa się zgodę, oraz ujednoczenie wniosków dla podobnych instalacji pozwoliłyby przyspieszyć procedurę.

²¹ Analiza wpływu projektowanych regulacji w zakresie biometanu: *Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw*, Rządowe Centrum Legislacji, <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12405700/katalog/13178489#13178489>.

Przyłączenie do sieci gazowej

Poważnym ograniczeniem dla wyboru lokalizacji biometanowni jest chłonność sieci gazowej, oznaczająca zdolność danej strefy dystrybucyjnej do stałego odbioru paliwa gazowego. Z uwagi na niższe koszty inwestycyjne i większe pokrycie geograficzne większość biometanowni będzie podłączana do sieci dystrybucyjnej gazu, a nie przesyłowej (sieć przesyłowa nie ma ograniczeń związanych z chłonnością).

Wykres 9. Wpływ chłonności sieci na możliwość odbioru biometanu



17

Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie PSG, <https://www.psgaz.pl/chlonnosc-sieci-dystrybucyjnej>.

W praktyce oznacza to, że operator dystrybucji może odmówić przyłączenia biometanowni albo wydać zgodę na ilość gazu, która nie koresponduje ze stabilnym przez cały rok profilem produkcji biometanu. Sieć natomiast może przyjąć najwięcej gazu w okresie od jesieni do wiosny, gdy zużycie gazu jest największe. Chłonność sieci można sprawdzić na stronie PSG²². Dodatkowo koszty wykonania przyłączenia do sieci dystrybucyjnej są ponoszone wyłącznie przez inwestora.

Rozwiązaniem tego problemu może być wprowadzenie regulacji wzorowanej na francuskim „prawie do przyłączenia” (fr. *droit à l'injection*)²³. Na jego mocy operator dystrybucji nie może odmówić przyłączenia, lecz zobligowany jest do zaproponowania rozwiązania pozwalającego na realizację przyłącza przy podziale kosztów inwestycji między inwestora a operatora.

Istotnym wyzwaniem dla opłacalności (i wartości dekarbonizacyjnej) polskiego biometanu są wymogi jakościowe względem biometanu zatłaczanego do sieci dystrybucyjnej. Obecne przepisy wymagają, by ciepło spalania zatłaczanego biometanu nie odbiegało więcej niż o 4% od surowca znajdującego się w sieci. Biometan często ma ciepło spalania niższe niż gaz sieciowy (szczególnie w porównaniu z obszarami z dużym udziałem LNG). W rezultacie konieczne jest dodawanie do biometanu propanu, który nie jest gazem odnawialnym i podnosi koszty produkcji. Zasadne jest więc nieznaczne zwiększenie zakresu akceptowalnych różnic ciepła spalania do 7% proponowanych przez Grupę 5 Porozumienia o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu²⁴.

²² Polska Spółka Gazownictwa, *Chłonność sieci dystrybucyjnej*, <https://www.psgaz.pl/chlonnosc-sieci-dystrybucyjnej>.

²³ Gaz Réseau Distribution France, *Le droit à l'injection*, 2024, <https://projet-methanisation.grdf.fr/la-methanisation/la-dynamique-du-marche/le-droit-a-linjection>.

²⁴ Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Porozumienie o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu*, 2021, <https://www.gov.pl/web/klimat/porozumienie-o-wspolpracy-na-rzecz-rozwoju-sektora-biogazu-i-biometanu>.

Świadomość społeczna

Częstym zjawiskiem w przypadku budowy biogazowni lub biometanowni jest opór społeczny, powodowany obawami o wpływ instalacji na jakość życia lokalnych mieszkańców. Wśród często podnoszonych argumentów są całkowicie zasadne – jak zwiększenie natężenia ruchu – ale również mniej uzasadnione, jak obawa przed odorem. Najczęściej ten problem ogranicza się tylko do składowania substratu, co oddziałuje wyłącznie na bezpośrednie otoczenie instalacji. Polski potencjał produkcji biometanu może być znacząco obniżony w przypadku dużego oporu społecznego – zwłaszcza w sytuacji, w której może on się przekładać na skuteczne opóźnianie lub odmowę wydania zgody środowiskowej.

Proponujemy w związku z tym systemowe budowanie świadomości społecznej na temat korzyści i realnych uciążliwości związanych z funkcjonowaniem biogazowni i biometanowni w bezpośredniej okolicy poprzez wydanie informatora oraz wsparcie procesu konsultacji społecznych przez administrację wojewódzką. Szczególną uwagę należy poświęcić budowie postrzegania biogazowni i biometanowni z perspektywy korzyści płynących z takich inwestycji – zwiększenia budżetu gminy, skupowania substratu od lokalnych rolników, dostępności pofermentu, obniżenia cen energii cieplnej (w przypadku powstania instalacji kogeneracyjnej w ramach inwestycji) czy bezpieczeństwa dostaw gazu.

Substrat i poferment

Pozyskiwanie substratów jest w przypadku Polski kosztownym elementem łańcucha produkcji biometanu. Dodatkowo niektóre jego typy są zbędnie ograniczane, jak ma to miejsce w przypadku biogazowni/biometanowni rolniczych, które nie mogą korzystać np. z komunalnych odpadów zielonych. Rozporządzenie w sprawie listy substratów możliwych do stosowania w biogazowni rolniczych²⁵ powinno być szersze i korespondować z definicją biogazu rolniczego wyrażonej w ustawie o OZE.

18

Podobne ograniczenia funkcjonują w przypadku pofermentu. Biogazownie i biometanownie rolnicze stosujące substrat rolniczy mogą być pozbawione możliwości oferowania pofermentu, który klasyfikowany jest jako odpad. Produkt ten, zamiast generować zysk dla instalacji, wiąże się z kosztami utylizacji. Rekomendujemy umożliwienie stosowania pofermentu do celów nawozowych na podstawie badania składu chemicznego produkowanego pofermentu, a nie stosowanych do jego produkcji substratów.

System wsparcia

Obecny system wsparcia obejmuje jedynie instalacje o mocy do 1 MWel. Wsparcie dla większych instalacji jest konieczne dla pełnego wykorzystania potencjału produkcji tego paliwa w Polsce i docelowego obniżenia kosztów produkcji biometanu dzięki efektowi skali. Jest to obecnie planowane w ramach prac nad nowelizacją ustawy o OZE (nr 332)²⁶. W dokumencie zaproponowano szereg zmian korzystnych dla branży biometanowej, m.in.:

- zakłada on uruchomienie systemu aukcji w formule kontraktu różnicowego do 20 lat dla instalacji biometanowych o mocy powyżej 1 MWel,
- umożliwia instalacjom bimetalowym korzystanie z gazociągów bezpośrednich po zgłoszeniu do URE,
- wprowadza przejrzyste procedury rozliczeń biometanu bez odniesień do rynku gazu ziemnego.

Rozwiązania zaprezentowane w projekcie ustawy należy uznać za korzystne i spójne z wizją rozwoju branży zaprezentowaną w scenariuszu WAM aKPEiK (grudzień 2025 r.).

²⁵ Rozporządzenie Ministra Rolnictwa i Rozwoju Wsi z dnia 12 października 2023 r. w sprawie szczegółowej listy substratów możliwych do wykorzystania w biogazowni rolniczej (Dz.U. z 2023 r. poz. 2230).

²⁶ MKiŚ, Kolejny projekt ustawy dot. odnawialnych źródeł energii włączony do Wykazu prac Rady Ministrów, <https://www.gov.pl/web/klimat/kolejny-projekt-ustawy-dot-odnawialnych-zrodel-energii-wlaczony-do-wykazu-prac-rady-ministrow>.

Model finansowania wsparcia dla biometanu

Wątpliwości budzi forma finansowania systemu wsparcia, który ma być w pełni pokrywany z opłaty OZE stanowiącej element rachunku za energię elektryczną. Co do zasady wsparcie dekarbonizacji gazu ziemnego „kosztem” elektryfikacji jest sprzeczne z optymalnym rozwojem energetyki, w którym elektryfikacja powinna być domyślnym i najtańszym rozwiązaniem. Z tego względu zasadne jest znowelizowanie finansowania systemu wsparcia rozwoju biometanu, np. poprzez emisję zielonych obligacji, aby przerzucić koszty rozwoju branży z konsumentów energii elektrycznej na budżet państwa.

Ważnym aspektem jest również określenie, jakiej „narodowości” biometan podlegać będzie wsparciu. W zależności od priorytetu, jaki zostanie postawiony, różne może być podejście do dopuszczenia zagranicznego biometanu do polskiego systemu wsparcia. W obecnie procedowanym kształcie legislacji zakłada się możliwość ograniczonego do 15% udziału podmiotów zagranicznych w polskich aukcjach biometanowych. Z perspektywy celu, jakim jest dekarbonizacja, jest to rozsądne podejście, jednak jeśli nadrzędnym celem istnienia systemu wsparcia ma być rozwój krajowej produkcji i idące za tym ograniczenie uzależnienia importowego Polski, zasadne wydaje się wsparcie wyłącznie dla krajowych producentów biometanu.

Ważne jest również, aby już teraz zacząć planowanie przyszłości systemu wsparcia. Projektowany obecnie system aukcyjny jest dobrym rozwiązaniem na początkowym etapie rozwoju branży, gdy priorytetem jest uzyskanie efektu „koła zamachowego”. Docelowo rekomendujemy jednak stopniowe wprowadzanie mechanizmu kreacji popytu na biometan poprzez wymogi dotyczące minimalnego udziału tego paliwa w sieci gazowej oraz wycofywanie systemu aukcyjnego wraz z rozwojem krajowej podaży. Tego typu rozwiązanie powinno być jednak skorelowane z rozwojem produkcji w kraju, aby nie doprowadzić do sytuacji, w której wykreowany popyt uda się zaspokoić głównie importem.

Aneks 1. Skąd się bierze i do czego jest wykorzystywany biometan?

Biometan jest gazem odnawialnym powstałym z oczyszczenia biogazu wytwarzanego w procesie beztlenowego rozkładu materii organicznej lub termicznej gazyfikacji biomasy. O ile biogaz składa się głównie z metanu (50–75%), dwutlenku węgla (25–45%) i innych gazów śladowych, o tyle biometan w większości (ok. 98%) składa się z czystego metanu²⁷. Jego skład chemiczny przybliżony jest do gazu ziemnego (choć ten zawiera zazwyczaj mniej metanu) i tym samym nadaje się do wykorzystania w istniejącej infrastrukturze gazowej. Jest również zdalny do wykorzystania w przemyśle, energetyce i transporcie – wszędzie tam, gdzie wykorzystywany jest gaz ziemny. Biometan można również skraplać do bioLNG lub sprężyć do bioCNG (niekiedy można spotkać skrót LBM – *liquefied biomethane* i CBM – *compressed biomethane*).

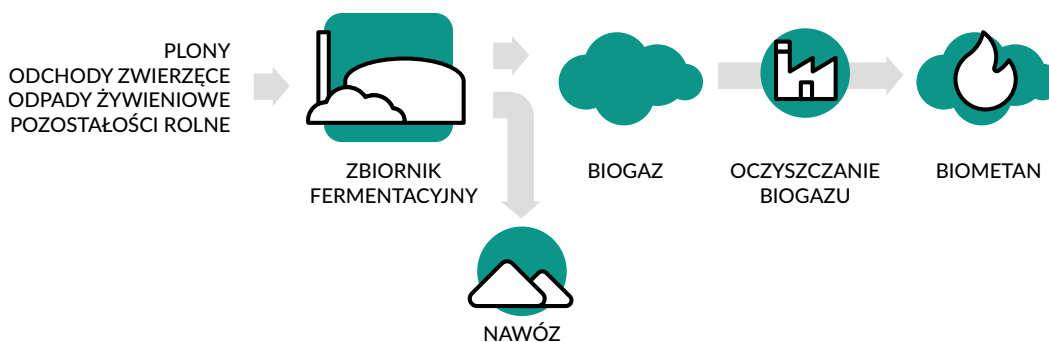
Główną cechą biometanu jest jego bezemisyjność. Dzięki temu, że powstaje w procesie obróbki odpadów wydzielających przy składowaniu gazy cieplarniane (np. obornik wydziela metan podczas naturalnej fermentacji), *de facto* przyczynia się do ujemnych emisji (metan zatrzymuje nawet 80 razy więcej ciepła niż CO₂²⁸). Zbiórka i kontrolowana fermentacja materii organicznej zapobiegają ucieczce metanu do atmosfery, a końcowa emisja GHG, nawet po spaleniu biometanu, jest niższa niż w przypadku naturalnych procesów.

Fermentacja beztlenowa

W procesie fermentacji beztlenowej zazwyczaj wykorzystuje się kiszonkę, biomasę rolniczą, taką jak słoma, obornik, produkty uboczne z przetwarzania odpadów, odpady spożywcze, osady ściekowe i inne odpady jako substraty. Mikroorganizmy rozkładają te materiały, wytwarzając biogaz, a produktem ubocznym jest poferment, który może być wykorzystywany jako nawóz.

20

Rysunek 2. Schemat procesu fermentacji beztlenowej



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>.

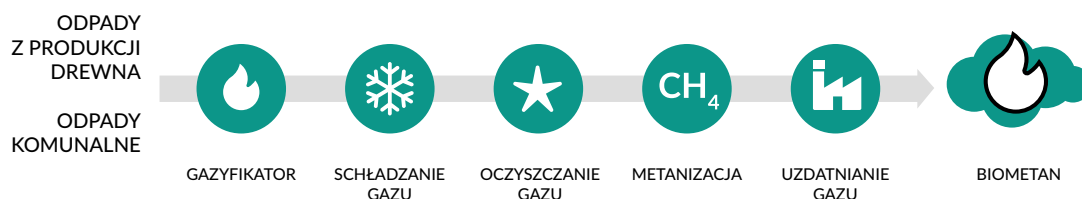
Zgazowanie termiczne

Proces ten polega na zgazowaniu biomasy drzewnej i odpadów (np. komunalnych odpadów stałych) w wysokich temperaturach przy użyciu tlenu i pary wodnej w celu wytworzenia gazu syntezowego (syngazu), będącego mieszaniną tlenku węgla, wodoru i CO₂. Syngaz jest następnie metanizowany i oczyszczany w celu uzyskania biometanu.

²⁷ T. Adamczewski, M. Jędra, *Zielone gazy. Biometan i wodór w Polsce*, Forum Energii, 2021, <https://www.forum-energii.eu/zielone-gazy-biometan-i-wodor-w-polsce>.

²⁸ K.A. Mar et al., *Beyond CO₂ equivalence: The impacts of methane on climate, ecosystems, and health*, „Environmental Science & Policy” 2022, vol. 134, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1462901122001204>.

Rysunek 3. Schemat procesu gazyfikacji termicznej



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

Zasadniczo fermentacja beztlenowa jest stosowana w przypadku odpadów o wysokiej wilgotności pochodzenia niecelulozowego (odpady rolnicze), natomiast zgazowanie stosuje się w przypadku odpadów o niższej wilgotności pochodzenia celulozowego (np. drewna i odpadów komunalnych). Biogaz można również uzyskać ze składowisk odpadów, w których powstaje w wyniku naturalnej fermentacji beztlenowej (co ma jednak coraz mniejsze znaczenie z uwagi na segregację odpadów).

Oczyszczanie i transport

Biogaz uzyskany w opisanych procesach można wykorzystać do produkcji energii elektrycznej i ciepła na miejscu, lecz nie nadaje się on do zatłoczenia do sieci gazowej z uwagi na zawartość wody, dwutlenku węgla, siarkowodoru i innych zanieczyszczeń. Oczyszczanie do biometanu polega na osuszeniu biogazu oraz odfiltrowaniu go celem uzyskania metanu o czystości ok. 97–99%. Następnie biometan pod odpowiednim ciśnieniem wprowadzany jest do sieci lub skraplany w celu przetransportowania cysternami. W przypadku zatłoczenia w punkcie odbioru gazu czujniki kontrolują parametry surowca, automatycznie odcinając pobór w razie przekroczenia norm jakościowych.

21

Wykorzystanie biometanu

Ze względu na zbliżone parametry fizykochemiczne do gazu ziemnego biometan znajduje podobne zastosowania w gospodarce. Jego przewagą względem gazu ziemnego jest brak śladu węglowego, dzięki czemu pozwala na dekarbonizację bez inwestycji w zmianę technologii (np. elektryfikację). Na etapie produkcji może zostać wykorzystany:

- lokalnie – poprzez wprowadzenie do sieci wyspowej, dla zaspokojenia lokalnego zapotrzebowania na paliwo gazowe,
- poprzez wprowadzenie do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej (po dostosowaniu ciśnienia) gazu ziemnego,
- poprzez sprężenie jako bioCNG,
- poprzez skroplenie jako bioLNG.

Biometan wprowadzony do sieci gazowej może zastąpić gaz ziemny lub zredukować jego wykorzystanie. BioCNG i bioLNG umożliwiają transport kołowy lub morski biometanu. Ponadto biometan w postaciach sprężonej i skroplonej znajduje zastosowanie jako paliwo w transporcie.

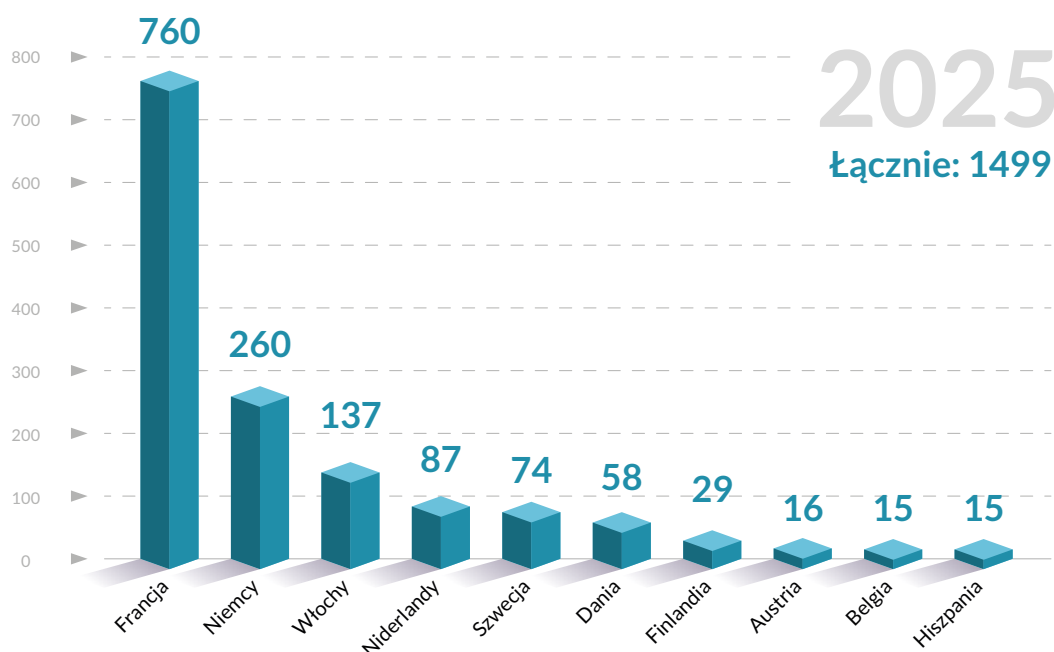
Produktem ubocznym oczyszczania biogazu do biometanu jest bioCO₂ – zrównoważony CO₂, nieprzyczyniający się do antropogenicznego wzrostu stężenia CO₂ w atmosferze. Jest to surowiec niezbędny m.in. w przemyśle spożywczym (napoje gazowane, przetwórstwo, chłodzenie), medycznym, hutniczym (spawanie), ratowniczym (składnik gaśnic) czy rolnictwie (szklarnie).

Drugim produktem ubocznym jest poferment – pozostałości po fermentacji biomasy, które mogą być wykorzystane jako zrównoważony nawóz w rolnictwie. Występuje on jako frakcja płynna i stała o parametrach jakościowych zbliżonych do nawozów naturalnych – jest bogaty w azot, fosfor i potas. Jego wykorzystanie pozwala zmniejszyć emisje wynikające z wykorzystania nawozów naturalnych i ograniczyć wykorzystanie nawozów mineralnych.

Aneks 2. Produkcja biometanu w Europie

W Unii Europejskiej pracuje obecnie 1499 instalacji biometanowych (stan na czerwiec 2025 r.). Większość z nich (760) znajduje się we Francji. Wśród pozostałych znaczących producentów biometanu należy wymienić Niemcy (260), Włochy (137), Holandię (87) i Szwecję (74). Największy wzrost oddawanych do użytku nowych instalacji rok do roku odnotowuje się we Francji, która traktuje rozwój branży jako element wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego. W Polsce obecnie (styczeń 2026 r.) znajdują się dwie biometanownie, z czego tylko jedna jest podłączona do sieci.

Wykres 10. Liczba biometanowni w UE (czerwiec 2025 r.)

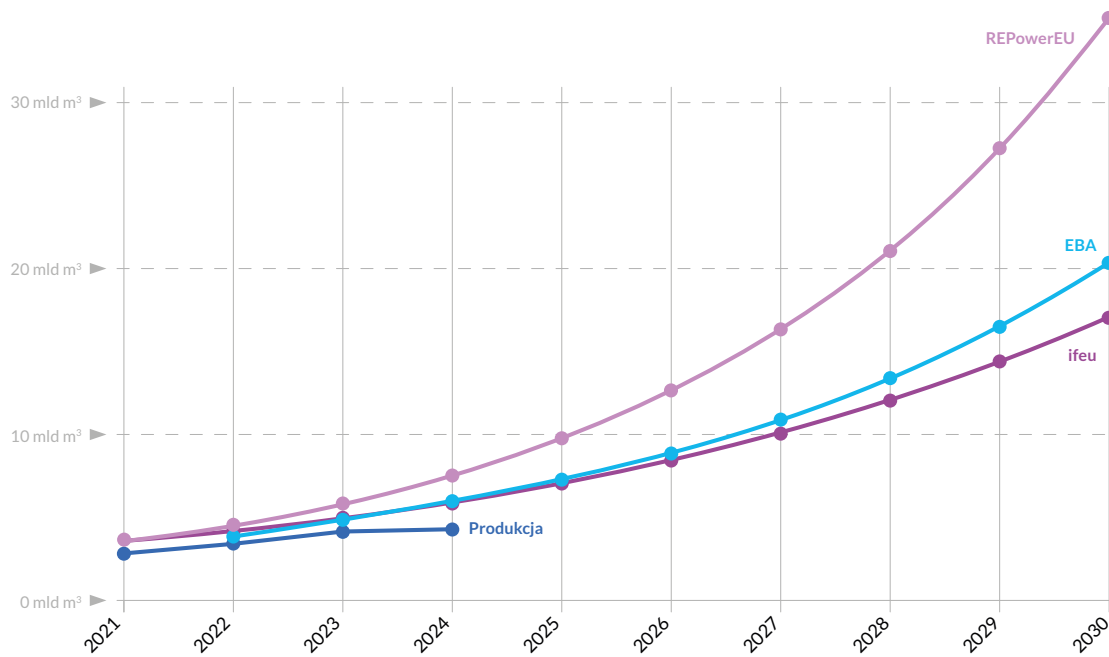


22

Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie European Biogas Association.

Łącznie w UE w 2024 r. wytworzono ok. 4,3 mld m³ biometanu. W zdecydowanej większości (ok. 80% instalacji) załączany jest on do sieci gazowej. Roczne tempo wzrostu produkcji biometanu obecnie coraz bardziej odbiega od trendu prognozowanego przez EBA, ifeu (Instytut Badań nad Energią i Środowiskiem) oraz od celu stawianego przez Komisję Europejską w ramach planu REPowerEU. Analizując obecne trendy, można stwierdzić, że bez znaczącej zmiany polityk krajowych w zakresie wsparcia dla produkcji biometanu oraz deregulacji, co mogłoby wzmocnić trend wzrostowy, cel UE nie zostanie osiągnięty.

Wykres 11. Produkcja biometanu w UE na tle planu REPowerEU oraz prognoz



Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie European Biogas Association, Komisja Europejska, ifeu.

Aneks 3. Biometan w dokumentach strategicznych

Rozwój branży biometanowej oprócz czynników obiektywnych, takich jak dostępność substratu, w dużej mierze zależy od polityk, wsparcia i regulacji na poziomie unijnym i krajowym. Najczęściej to właśnie niedostosowanie otoczenia regulacyjnego oraz brak aktywnej i skutecznej polityki wsparcia wskazywane są przez producentów jako główne przyczyny niezadowolającego rozwoju polskiej branży biometanowej.

Unijne otoczenie polityczne

Biometan zaczął być postrzegany jako istotny element procesu dekarbonizacji i bezpieczeństwa energetycznego UE stosunkowo niedawno. Na przestrzeni zaledwie kilku ostatnich lat zauważalna jest szybka ewolucja w kierunku coraz wyraźniejszego i bardziej konkretnego opisu roli biometanu w europejskich gospodarkach. Wzmianka na temat wykorzystania LNG z domieszką biometanu w transporcie (oraz nieco szerzej – biogazu) po raz pierwszy pojawia się dopiero w opublikowanym w 2018 r. Komunikacie KE *Czysta planeta dla wszystkich*²⁹.

Nieco szerzej, choć pośrednio, w ramach kategorii „gazy zdekarbonizowane” biometan został wspomniany w 2019 r. w *Europejskim Zielonym Ładzie*. Wskazuje on zarówno na jego przydatność w dekarbonizacji gospodarki od strony zastąpienia paliwa gazowego, jak i na jego rolę w dekarbonizacji sektora rolnego. Wciąż jednak dokumenty te nie wyznaczały celów produkcji ani nie konkretyzowały wsparcia dla branży.

Dopiero *strategia metanowa*³⁰ z 2020 r. wprost odnosi się do biometanu (choć głównie w ramach produkcji biogazu). Dokument przewiduje trzy-czterokrotny wzrost wykorzystania biogazu i biometanu w UE w horyzoncie czasowym 2017–2050. Strategia wskazuje, że biogaz (i pośrednio biometan) może być efektywnym kosztowo narzędziem ograniczania emisji metanu z rolnictwa oraz gospodarki odpadami. Został on uznany za odnawialne paliwo wpisujące się w cele UE w zakresie dekarbonizacji oraz gospodarki o obiegu zamkniętym. W dokumencie podkreślono znaczenie pochodzenia biogazu – preferowanym substratem są odpady i resztki organiczne, a nie rośliny spożywcze czy paszowe.

Rewolucja w podejściu do biometanu na poziomie strategicznym UE nastąpiła po rosyjskiej inwazji na Ukrainę w lutym 2022 r. Kilka miesięcy później – w maju 2022 r. – opublikowany został dokument *REPowerEU*³¹, który identyfikował uzależnienie od paliw kopalnych z Rosji jako wyzwanie dla bezpieczeństwa UE, proponując konkretne kroki dla jego redukcji do zera w 2028 r. Jednym z elementów planu było znaczące, bo aż dziesięciokrotne, zwiększenie produkcji biometanu w UE z 3,5 mld m³ w 2021 r. do 35 mld m³ w 2030 r.³² Aby to umożliwić, założono inwestycje na poziomie 37 mld euro. Kluczowe obszary realizacji strategii obejmują: zwiększenie produkcji biogazu i jego konwersji do biometanu z poszanowaniem wymogów środowiskowych dyrektywy RED II, integrację biometanu z unijnym rynkiem gazu poprzez eliminację barier administracyjnych i regulacyjnych, rozbudowę i modernizację infrastruktury przesyłowej oraz zapewnienie dostępu do finansowania i wsparcia dla badań, rozwoju i innowacji w sektorze. Szczególny nacisk położono na wykorzystanie odpadów organicznych oraz pozostałości rolniczych i leśnych jako surowców do produkcji biometanu, co pozwoli uniknąć presji na grunty rolne i rynek żywności.

Zainteresowanie rozwojem produkcji biometanu rozciąga się również na kraje kandydujące do UE. Poszczególne państwa unijne, zwłaszcza Niemcy, wykazują rosnące zainteresowanie importem biometanu.

29 Komisja Europejska, *Czysta planeta dla wszystkich. Europejska długoterminowa wizja strategiczna dobrze prosperującej, nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej dla klimatu gospodarki*, 2018, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:52018DC0773>.

30 Komisja Europejska, *Komunikat Komisji dotyczący strategii UE na rzecz ograniczenia emisji metanu*, 2020, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:52020DC0663>.

31 European Commission, *REPowerEU Plan*, 2022, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52022DC0230>.

32 European Commission, *Implementing the REPowerEU Action Plan: Investment Needs, Hydrogen Accelerator and Bio-Methane Targets*, 2022, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52022SC0230>.

W odpowiedzi na to zainteresowanie w lutym 2023 r. podpisano między UE a Ukrainą *Memorandum of Understanding between the European Union and Ukraine on a Strategic Partnership on Biomethane, Hydrogen and Other Synthetic Gases*³³ w sprawie strategicznej współpracy w sektorach biometanu, wodoru zielonego oraz innych gazów syntetycznych. Dokument przewiduje m.in.: wymianę wiedzy i prognoz popytu, harmonizację dokumentów certyfikacyjnych z wymogami UE, rozwój infrastruktury oraz mobilizację środków finansowych i inwestycyjnych.

W przypadku biometanu nie mają zastosowania ukraińskie ograniczenia eksportowe, które ze względu na rosyjską inwazję nadal obowiązują w przypadku gazu ziemnego. W lutym 2025 r. miały miejsce pierwsze dostawy biometanu z Ukrainy do Unii Europejskiej. Eksport odbywa się za pośrednictwem istniejącej ukraińskiej sieci przesyłowej oraz w postaci bioLNG, bez potrzeby budowy odrębnych połączeń infrastrukturalnych. Warunki przesyłu są analogiczne do tych obowiązujących dla gazu ziemnego.

Polskie dokumenty strategiczne

Podstawowym dokumentem strategicznym planowania krajowej transformacji jest opublikowana w 2021 r. *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.*³⁴ Biometan jest w niej wspomniany kilkakrotnie, głównie w kontekście unijnej dyrektywy RED II i konieczności wykorzystania biopaliw w transporcie. W odniesieniu do wykorzystania biometanu w krajowej gospodarce sektorem priorytetowym jest zatem transport. Jednocześnie PEP2040 stawia za cel wykorzystanie domieszki 10% gazów zdekarbonizowanych (zielonego wodoru i biometanu) w sieci gazowej. Prognozowane dla PEP2040 zużycie gazu ziemnego w 2030 r. na poziomie 21,5 mld m³(³⁵) oznacza, że **przewiduje się udział biometanu w sieci krajowej na poziomie ok. 2 mld m³**. Należy przy tym podkreślić, że w modelowaniu na potrzeby stworzenia PEP2040 nie wyodrębniono biometanu na liście paliw i pojawia się on jedynie w części opisowej. Obecnie trwają prace nad aktualizacją tego dokumentu.

Bardziej szczegółowym dokumentem, na którym ma bazować krajowa polityka energetyczna, jest *Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r.* (opublikowany w grudniu 2025 r.). Krajowy potencjał produkcji szacowany jest na podstawie badania NCBR, zgodnie z którym wynosi on od 3,2 mld m³ (potencjał inwestycyjny) do 4,7 mld m³ (potencjał wdrożeniowy). Zmianie (pozytywnej) w porównaniu z PEP2040 uległo priorytetowe wykorzystanie biometanu – zaznacza się kluczową rolę tego paliwa w gazowych elektrowniach szczytowych i elektrociepłowniach. KPEiK zakłada również pakiet wsparcia rozwoju rynku biometanu i biogazu przewidujący:

- uruchomienie systemu aukcji dla instalacji o mocy powyżej 1 MW,
- kryteria pozacenowe dla aukcji – bezodorowość i minimalizację emisji metanu,
- elastyczność systemu aukcyjnego w kontekście wielkości instalacji w przyszłości,
- skrócenie terminów postępowań realizacji inwestycji,
- stworzenie regulacji usprawniających współpracę OSD i wytwórców w kontekście planowania sieci i zapewnienia stałego odbioru,
- umożliwienie wprowadzania do sieci biometanu o cieple spalania 38 MJ/m³,
- stymulowanie popytu na biometan w gospodarce,
- stymulowanie współpracy inwestorów z władzami gmin w kontekście planowania lokalizacji.

³³ European Commission and Ministry of Energy of Ukraine, *Memorandum of Understanding between the European Union and Ukraine on a Strategic Partnership on Biomethane, Hydrogen and Other Synthetic Gases*, 2023,

https://energy.ec.europa.eu/publications/memorandum-understanding-between-european-union-and-ukraine-strategic-partnership-biomethane_en.

³⁴ Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.*, <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>.

³⁵ Załącznik nr 2 do Aktualizacji Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r. – Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego.

Aneks 4. Zasady wyliczania kosztów jednostkowych biometanu oraz prognozowanych cen gazu ziemnego z uwzględnieniem opłat emisyjnych

Wszystkie wartości finansowe przyjęte w analizie to **ceny realne na 2024 r.**

Koszty wytwarzania biometanu oparto na danych NCBR. W analizie przyjęto dwa podejścia do dynamiki kosztowej z celu zwiększenia wiarygodności zakresu:

- **dla średnich instalacji:** przyjęto stały koszt jednostkowy przez cały okres prognozy,
- **dla dużych instalacji:** zastosowano 20% spadek kosztów wytwarzania do 2040 r., założenie to oparto na potencjalnym spadku kosztów przedstawionym przez IEA (*Biogas and Biomethane Outlook to 2050*) oraz projekt KPEiK z grudnia 2025 r.

Biometan wytwarzany z odpadów i pozostałości rolniczych uznaje się za paliwo o zerowej emisji netto. W związku z tym w analizie do kosztów biometanu nie dolicza się opłat za emisję CO₂.

Tabela 1. Prognozowane koszty wytwarzania biometanu

	2025	2030	2035	2040
Średnie instalacje – 4,5 mln m ³ /rok	455 zł/MWh	455 zł/MWh	455 zł/MWh	455 zł/MWh
Duże instalacje – 9 mln m ³ /rok	430 zł/MWh	408,5 zł/MWh	381,6 zł/MWh	355 zł/MWh

Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie danych NCBR, *Realny potencjał biometanu w Polsce, aKPEiK (grudzień 2025 r.)*, IEA, *Biogas and biomethane outlook to 2050, TGE*.

Całkowity koszt systemowy gazu ziemnego wyznaczono poprzez dodanie ceny rynkowej paliwa oraz kosztu emisji dwutlenku węgla:

$$C_s = C_g + (WE \times C_{ETS} \times K)$$

Gdzie:

- C_g – cena gazu
- WE – wskaźnik emisji
- C_{ETS} – cena uprawnień
- K – kurs walutowy

Tabela 2. Prognoza cen rynkowych gazu ziemnego netto

	2025	2030	2035	2040
Średnia wiodących ośrodków analitycznych	160 zł/MWh	83 zł/MWh	100 zł/MWh	117 zł/MWh
Ścieżka wysokich cen	176 zł/MWh	96 zł/MWh	113,5 zł/MWh	131 zł/MWh

Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie danych *Orlen Strategia 2035*.

Tabela 3. Prognoza cen uprawnień do emisji EU ETS

	2025	2030	2035	2040
Średnia wiodących ośrodków analitycznych	76 euro/t CO ₂	105 euro/t CO ₂	131 euro/t CO ₂	157 euro/t CO ₂
Ścieżka wysokich cen	72 euro/t CO ₂	120 euro/t CO ₂	144 euro/t CO ₂	300 euro/t CO ₂

Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie danych: aKPEiK (grudzień 2025 r.), Orlen Strategia 2035.

Tabela 4. Kurs walutowy

	2025	2030	2035	2040
Kurs euro	4,29 zł/euro			

Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie danych: aKPEiK (grudzień 2025 r.).

Tabela 5. Wskaźnik emisyjności

	2025
Wskaźnik emisji dla gazu ziemnego	0,201 t CO ₂ /MWh

Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie danych: KOBiZE, Wskaźniki emisji CO₂.

Bibliografia

Adamczewski T., Jędra M., *Zielone gazy | Biometan i wodór w Polsce*, Forum Energii, 2021, <https://www.forum-energii.eu/zielone-gazy-biometan-i-wodor-w-polsce>.

Aktualizacja Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r., 2025, <https://www.gov.pl/web/energia/projekt-krajowego-planu-w-dziedzinie-energii-i-klimatu-do-2030-r-z-perspektywa-do-2040-r---wersja-opracowana-przez-mo-do-zatwierdzenia-rzadowego>.

European Commission and Ministry of Energy of Ukraine, *Memorandum of Understanding between the European Union and Ukraine on a Strategic Partnership on Biomethane, Hydrogen and Other Synthetic Gases*, 2023, https://energy.ec.europa.eu/publications/memorandum-understanding-between-european-union-and-ukraine-strategic-partnership-biomethane_en.

European Commission, *Implementing the REPowerEU Action Plan: Investment Needs, Hydrogen Accelerator and Bio-Methane Targets*, 2022, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52022SC0230>.

European Commission, *REPowerEU Plan*, 2022, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52022DC0230>.

Gaz Réseau Distribution France, *Le droit à l'injection*, 2024, <https://projet-methanisation.grdf.fr/la-methanisation/la-dynamique-du-marche/le-droit-a-linjection>.

GAZ-SYSTEM, *Krajowy plan rozwoju*, 2025, <https://www.gaz-system.pl/pl/system-przesylowy/rozwoj-systemu-przesylowego/krajowe-plany-rozwoju.html>.

Gumeniuk O., Manns D., Jacobsen A., *Oczyszczanie biogazu aminami: lekcje z duńskiej praktyki*, „Magazyn Biomasa”, 2025, <https://magazynbiomasa.pl/oczyszczanie-biogazu-aminami-lekcje-z-dunskiej-praktyki/>.

IEA, *Biogas and Biomethane Outlook to 2050*, 2025, <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane/biogas-and-biomethane-outlook-to-2050>.

Kadej L., Zasuń R., *Polska bije rekordy zużycia gazu*, „Wysokie Napięcie”, 2026, <https://wysokienapiecie.pl/116174-polska-bije-rekordy-zuzycia-gazu/>.

Komisja Europejska, *Czysta planeta dla wszystkich. Europejska długoterminowa wizja strategiczna dobrze prosperującej, nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej dla klimatu gospodarki*, 2018, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:52018DC0773>.

Komisja Europejska, *Komunikat Komisji dotyczący strategii UE na rzecz ograniczenia emisji metanu*, 2020, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:52020DC0663>.

Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, *Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2022 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2025*, 2025, https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/monitorowanie_raportowanie_weryfikacja_emisji_w_eu_ets/WO_i_WE_do_monitorowania-ETS-2025.pdf.

Krasuska E., Waliszewska H., Krzymiński M., Lenart K., Popkiewicz M., Racięcki W., *Realny potencjał produkcji biometanu w Polsce*, Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, 2024, <https://www.gov.pl/attachment/1d27ccd0-14be-46ee-9535-68cef31dd0b0>.

Kwidziński K., Dusito M., *Transformacja energetyczna w Polsce. Edycja 2025*, Forum Energii, 2025, <https://www.forum-energii.eu/download/pobierz/rocznik-dane-o-energetyce>.

Lisiecka D., *Poferment z biogazowni pozytywnie wpływa na strukturę gleby*, „Magazyn Biomasa”, 2024, <https://magazynbiomasa.pl/poferment-z-biogazowni-pozytywnie-wplywa-na-strukture-gleby/>.

Mar K.A., Unger C., Walderdorff L., Butler T., *Beyond CO₂ equivalence: The impacts of methane on climate, ecosystems, and health*, „Environmental Science & Policy” 2022, vol. 134.

Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Kolejny projekt ustawy dot. odnawialnych źródeł energii włączony do Wykazu prac Rady Ministrów*, 2025, <https://www.gov.pl/web/klimat/kolejny-projekt-ustawy-dot-odnawialnych-zrodel-energii-wlaczony-do-wykazu-prac-rady-ministrow>.

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

Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Porozumienie o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu*, <https://www.gov.pl/web/klimat/porozumienie-o-wspolpracy-na-rzecz-rozwoju-sektora-biogazu-i-biometanu>.

Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Projekt Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r. – wersja przekazana do dalszego procedowania na poziomie Rady Ministrów*, <https://www.gov.pl/web/klimat/projekt-krajowego-planu-w-dziedzinie-energii-i-klimatu-do-2030-r-z-perspektywa-do-2040-r-wersja-przekazana-do-dalszego-procedowania-na-poziomie-rady-ministrow>.

Moszowski B. et al., *Potencjał produkcji biometanu w Polsce – Streszczenie*, Polska Organizacja Biometanu, <https://bioch4.org/wp-content/uploads/2024/07/Raport-Skrot.pdf-2.pdf>.

ORLEN, *Strategia Orlen do 2035 roku*,

<https://www.orklen.pl/content/dam/internet/orklen/pl/pl/o-firmie/strategia-2035/dokumenty/Strategia%20ORLEN%202035.pdf>.

Polska Spółka Gazownictwa, *Chłonność sieci dystrybucyjnej*, <https://www.psgaz.pl/chlonnosc-sieci-dystrybucyjnej>.

Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, Rządowe Centrum Legislacji, <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12405700/katalog/13178489#13178489>.

Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 31 stycznia 2023 r. w sprawie „Programu działań mających na celu zmniejszenie zanieczyszczenia wód azotanami pochodzącymi ze źródeł rolniczych oraz zapobieganie dalszemu zanieczyszczeniu” (Dz.U. z 2023 r. poz. 244).

Ustawa z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach (t.j. Dz.U. z 2023 r. poz. 1587 ze zm.).

Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t.j. Dz.U. z 2026 r. poz. 68).

Molekuły niezależności

Szanse związane z wykorzystaniem polskiego potencjału biometanu



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

www.forum-energii.eu