



Aktualizacja Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu w zakresie biometanu w Polsce

Jednym z państw członkowskich UE, w którym dostrzeżono istotną rolę biometanu w ramach przygotowywanej aktualizacji Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu (dalej: aKPEiK), jest Polska. Aktualnie zakończyły się konsultacje społeczne i dokument został przekazany do Rady Ministrów przed jego przekazaniem Komisji¹. Zaproponowane przez Ministra Klimatu i Środowiska² (dalej: MKiŚ) ilości biometanu stanowią punkt wyjścia do określenia ambicji Polski w zakresie produkcji i wspierania tego rodzaju odnawialnego paliwa gazowego. Docelowo strategia aKPEiK oparta jest na dwóch alternatywnych scenariuszach transformacji jakimi są: 1) scenariusz bazowy (z ang. *with existing measures* – WEM) oraz 2) scenariusz ambitny oparty na aktywnej transformacji (z ang. *with additional measures* – WAM).

Scenariusz WEM przedstawia rozwój sytuacji na podstawie już działających instrumentów prawnych i zaplanowanych polityk. Jest to więc scenariusz ograniczonych aspiracji w zakresie transformacji i dekarbonizacji polskiej gospodarki, który może być określany mianem „*business as usual*” i oparty jest na relatywnie niskim poziomie redukcji emisji CO₂ do roku 2030 oraz stosunkowo wysokim poziomie zużycia węgla, gazu i innych paliw kopalnych. Wdrożenie tego scenariusza nie umożliwia realizacji przez Polskę unijnego celu redukcji do 2030 r. emisji gazów cieplarnianych o 55% w porównaniu z poziomem z 1990 r., nie mówiąc już o celu neutralności klimatycznej (poziomie zero netto) do 2050 r. (art. 2 ust. 1 i 4 ust. 1 rozporządzenia 2021/1119³).

Z kolei scenariusz WAM zakłada wdrażanie nowych instrumentów prawnych realizujących założenia polityki energetyczno-klimatycznej oraz przyspieszenia transformacji i dekarbonizacji gospodarki w kierunku ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Zawarte w nim prognozy i rozwiązania prawne mają umożliwić

¹ 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>

² Zgodnie z art. 15ab ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r., poz. tj. ze zm.) organem właściwym do opracowania zintegrowany krajowy plan w dziedzinie energii i klimatu oraz jego aktualizację oraz sprawozdania z postępów jest minister właściwy do spraw energii, we współpracy z ministrem właściwym do spraw klimatu – aktualnie oba dział administracji rządowej skupione są w ramach jednego organu jakim jest Minister Klimatu i Środowiska, co wynika bezpośrednio z rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 19 grudnia 2023 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. z 2023 r. poz. 2726)

³ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119 z dnia 30 czerwca 2021 r. w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmiany rozporządzeń (WE) nr 401/2009 i (UE) 2018/1999 (Europejskie Prawo o Klimacie) (Dz. Urz. L 243 z 9.7.2021, s. 1).



osiągnięcie w Polsce celu redukcji emisji gazów cieplarnianych na poziomie zbliżonym do wskazanego powyżej celu polityki klimatyczno-energetycznej UE.

Przechodząc już do szczegółowych rozważań dotyczących biometanu należy wskazać, że zarówno w scenariuszu WEM i WAM do aKPEiK podkreślono niezwykle uniwersalny charakter biometanu jako substytutu zastępującego importowany gaz ziemny, który nadto umożliwia wykorzystanie powstałej w ten sposób energii odnawialnej we wszystkich trzech kluczowych dla transformacji sektora energetycznego zakresach objętych obowiązkiem realizacji udziału OZE (elektroenergetyka, transport oraz ciepłownictwo i chłodnictwo). Podkreślono, że biometan to oczyszczony biogaz, który jest uzdatniony do jakości gazu ziemnego i może zostać zatłoczony do sieci gazowej. Biometan może znaleźć zastosowanie w elektroenergetyce w instalacjach wykorzystujących obecnie gaz ziemny, w sektorze transportu – ze względu na możliwość zaliczenia zużycia biometanu do realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW), a także w przemyśle i ciepłownictwie zamiast gazu ziemnego (źródła szczytowe na biometan) oraz jako substrat do produkcji zielonego wodoru.

Wykorzystanie biometanu ma stanowić ważny element wpływający na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju i rozwój obszarów wiejskich. Wraz ze zmniejszaniem wykorzystywania jednostek węglowych i biomasowych wzrastała będzie rola dyspozycyjnych bloków gazowych zasilanych w coraz większym stopniu biometanem wprowadzanym do sieci gazowej, które powinny stanowić uzupełnienie systemu elektroenergetycznego dla OZE zależnych od pogody (kwestia elastyczności systemu elektroenergetycznego). Rozwój biogazu i biometanu stanowi również istotny element strategii gospodarki o obiegu zamkniętym. Wykorzystanie biogazu i biometanu w systemach energetycznych oraz przemysłowych przyczyni się do zamknięcia cyklu życia różnych materiałów mogących stanowić biodegradowalny substrat, zmniejszenia zależności od importowanych paliw kopalnych oraz redukcji emisji gazów cieplarnianych.

W tym zakresie dostrzeżono potrzebę podjęcia odpowiednich działań prawnych oraz organizacyjnych w zakresie stworzenia nowego rynku odnawialnych paliw gazowych, czego skutkiem jest wprowadzenie do aKPEiK nowego obszaru działań w zakresie transformacji (patrz Obszar 3.4 Pokrycie zapotrzebowania na odnawialne paliwa gazowe – biometan oraz wodór, a w szczególności Cel 3.4.1 aKPEiK str. 110 i n.). W tym zakresie ponownie podkreślono istotną oraz niezwykle uniwersalną rolę biometanu w szczególności jako substytutu gazu ziemnego, który może być z nim mieszany w dowolnych



proporcjach oraz skutecznie magazynowany, a następnie wykorzystywany w szczytowych blokach gazowych w okresach niewystarczającej podaży energii ze słońca i wiatru. Podkreślono też, że rozwój rynku biometanu nie wymaga nowego krajowego szkieletu infrastrukturalnego, a przede wszystkim wsparcia organizacyjnego i finansowanego zapewniającego ekonomiczną opłacalność tego typu inwestycji (kluczowe znaczenie systemu wsparcia).

W aKPEiK wskazano, że celem do 2030 r. w zakresie biometanu jest osiągnięcie krajowej produkcji na poziomie ok. 1,5 mld m³, a w perspektywie 2040 r. oczekuje się wytwarzania na poziomie 3,9 mld m³, tak by w długiej perspektywie możliwe było pokrycie zapotrzebowania na paliwa gazowe biometanem i gazem ziemnym z własnych źródeł.

Priorytetem w tym zakresie ma być wprowadzenie biometanu do sieci gazowych, przy czym prognozuje się rosnący w czasie udział biometanu w paliwie gazowym w sieciach. Ograniczony potencjał produkcji zrównoważonego biometanu i jego obecne wyższe koszty wytwarzania niż cena zakupu gazu ziemnego (łącznie z opłatą za uprawnienia do emisji CO₂) sprawiają, że biometan powinien być wykorzystywany w najbardziej efektywny i racjonalny sposób. Głównym zastosowaniem biometanu ma być wykorzystanie w dyspozycyjnych i kogeneracyjnych blokach gazowych, stanowiących jednostki szczytowe w systemie elektroenergetycznym. Pozwoli to zastępować paliwa kopalne w bilansowaniu OZE w KSE. Biometan będzie mieć także zastosowanie w ciepłownictwie systemowym, w którym pewną rolę odgrywać będą elektrociepłownie gazowe. Biometan to także paliwo i surowiec dla przemysłu oraz paliwo w sektorze transportu (zwłaszcza ciężkim).

Prowadzone przez MKiŚ analizy zakładają uruchomienie krajowej produkcji biometanu już od 2025 r. oraz zastosowanie tego paliwa w różnych gałęziach gospodarki (w pierwszej kolejności jako substytut gazu ziemnego, ponieważ biometan będzie wtłaczany do sieci gazowych). Z kolei scenariusz WEM przewiduje zastosowanie tego paliwa w pierwszej kolejności jedynie w sektorze transportu, co ma pomóc w realizacji celu udziału OZE przede wszystkim ogółem oraz celu sektorowego dla transportu.

Przechodząc już do wartości bezwzględnych w scenariuszu WEM założono, że krajowa produkcja biometanu będzie wynosiła 121 [ktoe] w 2025 r., co odpowiada ok. 0,134 mld m³ standardowego paliwa gazowego (odpowiadającego kalorycznością gazowi ziemnemu wysokometanowemu), następnie 438 [ktoe] w 2030 r., co odpowiada blisko 0,486 mld m³ paliwa



gazowego oraz 480 [ktoe] w 2040 r., co odpowiada nieco ponad 0,533 mld m³ tego paliwa⁴. W tym miejscu trzeba jeszcze podkreślić, że całość produkowanego i wykorzystywanego w Polsce biometanu ma być wykorzystana w sektorze transportu bezpośrednio jako biopaliwo w postaci sprężonego lub skroplonego biometanu albo jako transportowany siecią gazową biokomponent w postaci biometanu wykorzystywany do produkcji tradycyjnych w sektorze rafineryjno-paliwowym paliw w postaci benzyny oraz oleju napędowego. Co więcej, nie zakłada się eksportu ani importu tego paliw z innych państw członkowskich UE. Natomiast w stosunku do pozostałych sektorów podlegających transformacji, tj. elektroenergetyka, ciepłownictwo i przemysł, nie określono precyzyjnego zużycia biometanu łącząc go z biogazem i wodorem oraz podając łącznie dane dla tych trzech rodzajów energii pierwotnej.

Z kolei w scenariuszu WAM założono, że krajowa produkcja biometanu będzie wynosiła 54 [ktoe] w 2025 r.⁵, co odpowiada ok 0,06 mld m³ paliwa gazowego, następnie 1.270 [ktoe] w 2030 r.⁶, co odpowiada blisko 1,411 mld m³ paliwa gazowego oraz 3.336 [ktoe] w 2040 r.⁷, co odpowiada nieco ponad 3,706 mld m³ takiego paliwa⁸. Planowany do 2040 r. potencjał produkcyjny biometanu ma zatem wzrosnąć do prawie 4 mld m³ biometanu, co oznacza konieczność wybudowania ok. 1.850 – 2.000 MW instalacji biometanowych odpowiadających ekwiwalentowi mocy zainstalowanej instalacji OZE służącej do wytwarzania biometanu, przeliczonej na moc zainstalowaną elektryczną przyjmując sprawność elektryczną agregatu kogeneracyjnego na poziomie 41% (art. 83l ust. 1 w zw. z art. 83m ust. 3 pkt 4 ustawy o OZE⁹).

W tym scenariuszu zakłada się jedynie częściowe wykorzystanie biometanu w sektorze transportowym, na który planuje się przeznaczyć jedynie 430 [ktoe] w 2030 r., co odpowiada nieco ponad 0,477 mld m³ paliwa gazowego oraz 880 [ktoe] w 2040 r., co odpowiada niespełna 1 mld m³ tego paliwa. W tym zakresie jedynym biometanem zużywanym bezpośrednio w sektorze transportu ma być bioLNG i bioCNG (185 ktoe w 2030 r. i 214 ktoe w 2040 r.), reszta będzie stosowana jako zaawansowany biokomponent do tradycyjnych paliw transportowych.

⁴ Zob. tabele i wykresy zawarte w Załącznik 2. do projektu aKPEiK – scenariusz WEM, s. 33, 40, 60 i 65

⁵ Obniżono z poziomu 131 ktoe w stosunku do wcześniejszych założeń WAM

⁶ Obniżono z poziomu 1.335 ktoe w stosunku do wcześniejszych założeń WAM

⁷ Obniżono z poziomu 3.483 ktoe w stosunku do wcześniejszych założeń WAM

⁸ Zob. tabele i wykresy zawarte w Załącznik 2. do projektu aKPEiK – scenariusz WEM, s. 46, 61 i 67

⁹ Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r., poz. 1361 tj. ze zm.)



Z kolei pozostała ilość produkowanego w kraju biometanu ma być wykorzystana w innych sektorach, w tym w szczególności w elektroenergetyce jako paliwo odnawialne pomagające w stabilizacji pracy sieci elektroenergetycznej opartej w coraz większym stopniu na pogodozależnych instalacjach wiatrowych i fotowoltaicznych, a także jak paliwo wykorzystywane w wysokosprawnej kogeneracji do produkcji ciepła użytkowego pomagającej realizować udział OZE w sektorze ciepłowniczym. Przy czym w tym zakresie również wykorzystano mechanizm połączenia zużycia energii pierwotnej z takich nośników jak biometan, biogaz oraz wodór, co nie pozwala przypisać ich dokładnych proporcji w danym sektorze, choć niewątpliwie widoczny jest tu wzrost zużycia tych nośników energii względem scenariusza WEM. Zakłada się też możliwość minimalnego eksportu biometanu w ilości przewyższającej produkcję nad zużycie krajowe, gdzie począwszy od 2035 r. ma być to 57 ktoe (ok. 0,063 mld m³), a w 2040 r. już 239 ktoe (ok. 0,265 mld m³).

Z punktu widzenia dzisiejszych realiów powstającego dopiero sektora biometanowego w Polsce wskazane powyżej założenia wydają się mocno ambitne, ale prowadzone przez różne instytucje badania potwierdzają dostępny potencjał substratowy (zob. m.in. przywołany w aKPEiK: *Stan i perspektywy rozwoju instalacji biometanowych w Polsce*, Polska Organizacja Biometanu 2025). Wyzwaniem niewątpliwie jest potencjał inwestycyjny mający zachęcić prywatnych inwestorów do angażowania swojego kapitału do realizacji inwestycji w sektorze biometanu. Zatem realizacja tych ambitnych założeń dotyczących transformacji i dekarbonizacji sektora gazowego nie będzie możliwa bez przyjęcia stosownych instrumentów wspierających rozwój instalacji biometanowych w Polsce.

W tym zakresie w ramach aKPEiK podkreślono funkcjonowanie w krajowym prawodawstwie instrumentu wsparcia operacyjnego dla biometanu w postaci stałych cen zakupu (system FIP, ang. *feed in premium*) dla instalacji OZE wytwarzających biometan w ilości odpowiadającej mocy do 1 MW (przeliczonej na moc zainstalowaną elektryczną). Natomiast dla pobudzenia rozwoju tego sektora dostrzeżono potrzebę:

- wdrożenia instrumentu w formie **aukcji dla biometanu**, dzięki czemu wytwórcy biometanu w instalacjach OZE o mocy ekwiwalentnej w paliwie gazowym powyżej 1 MWe będą mieli możliwość skorzystać z dedykowanego systemu wsparcia, pod warunkiem wprowadzenia biometanu do sieci gazowej. Przy czym dostrzeżono też możliwość wprowadzenia **kryteriów pozacenowych**, takich jak promowanie



stosowania rozwiązań związanych z brakiem uciążliwości zapachowej oraz ograniczeniem emisji biometanu do atmosfery, które będą sprzyjały zwiększeniu akceptacji społecznej dla tego typu instalacji;

- dążenia do objęcia systemem aukcyjnym także biometanu dostarczanego do krajowej sieci gazowej w inny sposób niż za pomocą bezpośredniego przyłącza instalacji do sieci gazowej;
- **stworzenia warunków dla efektywnej współpracy operatorów gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych** z wytwórcami biometanu, w szczególności poprzez: wdrożenie obowiązków w zakresie zapewnienia transparentnego procesu kształtowania planów rozwoju sieci gazowych oraz zapewnienie stałej zdolności dystrybucji lub przesyłu paliwa dla instalacji biometanu podłączonych do sieci;
- współpracy samorządów z inwestorami, zwłaszcza poprzez uwzględnianie biogazowni i biometanowni w planach ogólnych gmin. Analizowane mogą być także inne bodźce dla rozwoju branży związane np. z możliwościami modyfikacji wymagań dla zatłaczania gazu do sieci czy wdrożenia mechanizmów stymulujących popyt na biometan w poszczególnych sektorach.

Działania te mają być realizowane w ramach konkretnych pakietów regulacyjnych polegających na wprowadzeniu instrumentów wspierających rozwój rynku biogazu i biometanu. Działania te mają obejmować:

Działanie 11. Instrument finansowy – system taryf gwarantowanych i dopłat do cen rynkowych

- zakłada dalsze utrzymanie i przedłużenie okresu stosowania wdrożonego już do polskiego ustawodawstwa instrumentu opartego na sprzedaży biometanu po stałej cenie zakupu umożliwiającemu uzyskanie wytwórcom biometanu dodatkowej premii do rynkowej ceny gazu ziemnego (ang. *feed in premium*, FIP). Instrument ten dedykowany jest dla małych instalacji OZE wytwarzających i wprowadzających biometan do sieci gazowej odpowiadającej mocy zainstalowanej elektrycznej do 1 MW.

Działanie 12. Pakiet wsparcia rozwoju rynku biogazu i biometanu

- uruchomienie **mechanizmu wsparcia operacyjnego, dedykowanego instalacjom biometanowym powyżej 1 MW**, co będzie kolejnym krokiem pozwalającym na objęcie wsparciem operacyjnym wszystkich



jednostek wytwórczych niezależnie od mocy – instrument ten ma być oparty na wykorzystywanym już w ramach ustawy o OZE instrumencie aukcji OZE, który jednocześnie będzie spełniać założenia dotyczące procedury przetargowej zgodnej z zasadami konkurencji, o których mowa w przepisach dotyczących zasad udzielania pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią;

- zgodnie z nowymi wytycznymi UE od 30 grudnia 2025 r. (Net Zero Industry Act) wymagane będzie uwzględnianie w aukcjach także **kryteriów pozacenowych**. Rekomenduje się, by dla nowych instalacji wytwarzania biometanu uwzględnić wymaganie **bezodorowości** instalacji oraz **minimalizacji emisji biometanu do atmosfery**;
- rekomenduje się, by w kolejnych latach na podstawie wniosków z przeprowadzenia pierwszych aukcji i obserwacji rozwoju rynku biometanu **wprowadzić elastyczność w zakresie kształtowania koszyków aukcyjnych** w odniesieniu do skali instalacji. Należy dążyć do objęcia systemem aukcyjnym także biometanu dostarczanego do krajowej sieci gazowej w inny sposób niż za pomocą bezpośredniego przyłącza instalacji do sieci gazowej;
- zmniejszenie **obciążeń i skrócenie terminów postępowań** realizacji inwestycji i **poprawa warunków** prowadzenia działalności wytwórczej **na etapie eksploatacyjnym**;
- stworzenie regulacji mających na celu efektywną współpracę operatorów gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych z wytwórcami biometanu. W szczególności: **zapewnienie stałej zdolności przesyłu** dla instalacji biometanu podłączonych do sieci gazowej, wdrożenie obowiązków w zakresie transparentnego **kształtowania planów rozwoju** (OSPg) i likwidacji (OSDg) sieci gazowych, uwzględniającego obowiązki konsultacji ze wszystkimi ważnymi interesariuszami, w szczególności uwzględnienia planowanych inwestycji w infrastrukturę wytwarzania biometanu w planach operatora;
- podjęcie działań kierunkowych mających na celu zbadanie możliwości **wprowadzania do sieci biometanu, który osiągnął ciepło spalania 38 MJ/m³, bez konieczności dalszego podnoszenia jego**



kaloryczności, pod warunkiem spełnienia pozostałych wymaganych parametrów jakościowych;

- rekomenduje się uruchomienie mechanizmów stymulujących popyt na biometan w sektorach i zastosowaniach, w których jego wykorzystanie ma największą wartość dodaną dla gospodarki i pozwoli na zminimalizowanie w dłuższym okresie wsparcia ze strony państwa;
- wzmocnienie współpracy inwestorów z władzami gmin w zakresie **wyboru lokalizacji, uwzględnienie inwestycji biometanowych w planach ogólnych** sporządzanych przez gminy. Przeprowadzenie ogólnopolskiej **kampanii edukacyjnej zwiększającej akceptację społeczną** dla inwestycji wytwarzania biogazu, biogazu rolniczego i biometanu.

Co więcej, w zakresie planowanego pakietu **Działanie 122. i Działanie 123.** podkreślono szczególne znacznie skutecznego wdrożenia tzw. III pakietu gazowego (**pakietu gazowo-wodorowego**), zawierającego wytyczne oraz regulacje mające na celu jeszcze szersze otwarcie się operatorów gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych na wytwórców biometanu. Oznacza to, że dostrzeżono również potrzebę wprowadzenia działań prawnych zwiększających integrację instalacji biometanowych oraz sektora gazowego w Polsce. Powyższe ma się sprowadzać m.in. do wdrożenia obowiązków operatorów gazowych w poniższym zakresie.

Działanie 122. Zwiększanie pojemności i mocy odbioru systemu magazynowania paliw gazowych

- ma polegać na zrealizowaniu inwestycji infrastrukturalnych skutkujących zwiększeniem pojemności czynnych systemu magazynowania paliw gazowych oraz zwiększeniu maksymalnej mocy odbioru z instalacji magazynowych, co łącznie wpłynie na stabilność funkcjonowania systemu w szczególności w sezonie zimowym oraz zapewni fundament dla właściwego dalszego rozwoju rynku gazu i prowadzenia działalności handlowej w tym sektorze. Elastyczny system magazynowania może także odegrać pozytywną rolę w rozwoju rynku OZE, dzięki możliwości składowania biometanu w instalacjach magazynowych.



Działanie 123. Rozbudowa i modernizacja systemu gazowego przesyłowego i dystrybucyjnego zgodnie z przyjętymi planami rozwoju oraz ich aktualizacjami

- ma na celu zapewnienie prawidłowego rozwoju systemu gazowego, w sposób uzgodniony z uczestnikami rynku i spełniający ich oczekiwania. Realizacja działania zapewni poczucie funkcjonowania na stabilnym rynku, charakteryzującym się przewidywalnością w zakresie rozwoju infrastruktury służącej do transportu paliw gazowych, co ułatwi podejmowanie decyzji dotyczących zasadności wykorzystania gazu ziemnego jako paliwa przejściowego wśród obecnych i przyszłych odbiorców paliw gazowych. Rozbudowa bądź modernizacja systemu gazowego powinna być realizowana z uwzględnieniem planów przyłączenia i odbioru paliwa gazowego z instalacji produkcji biometanu.

Wśród działań uzupełniających pośrednio wpływających na rozwój sektora biometanowego w Polsce można również wskazać szczegółowe działania dotyczące sektora ciepłownictwa, instrumenty z zakresu pomocy inwestycyjnej oraz te dotyczące ułatwień w procesie inwestycyjno-budowlanym. Wśród tych działań – już bez szczegółowego omówienia – można wskazać na:

- Działanie 13. Zapewnienie możliwości funkcjonowania obszarów przyspieszonego rozwoju OZE (OPRO)
- Działanie 15. Instrument finansowy – Program Priorytetowy NFOŚiGW – „Energia Plus”
- Działanie 27. Instrument finansowy – Program transformacji ciepłownictwa systemowego
- Działanie 30. Plan finansowy dla transformacji ciepłownictwa
- Działanie 68. Wsparcie rozwoju biogazowni rolniczych
- Działanie 69. Instrument finansowy – Program NFOŚiGW „Energia dla wsi”
- Działanie 142. Digitalizacja i standaryzacja procesów inwestycyjnych dla transformacji energetyczno-klimatycznej

Nakreślone powyżej cele w zakresie produkcji biometanu, a także odpowiadające im konkretne polityki i działania, które mają być podjęte, mają przyczynić się do stworzenia, a następnie dynamicznego rozwoju sektora biometanowego w Polsce. Planowany do 2040 r. potencjał produkcyjny biometanu ma wynosić prawie 4 mld m³ biometanu, co oznacza konieczność wybudowania w tym okresie ok. 1.850 – 2.000 MW instalacji biometanowych odpowiadających 1 MW



Polska Organizacja Biometanu

ekwiwalentowi mocy zainstalowanej instalacji OZE służącej do wytwarzania biometanu. Poziom ten jest bliski ilości gmin w Polsce, która w 2025 wynosiła 2.479 gmin, co w bardzo dużym uproszczeniu można skalować jako jedna biometanownia o mocy 1 MW w każdej gminie. Jest to oczywiście nie do końca możliwe w przyczyn o charakterze infrastrukturalnym, ale pokazuje, że ta ilość jest do osiągnięcia przy skutecznym wdrożeniu systemu wsparcia, który będzie składał się ze wzajemnie połączonych i oddziałujących na siebie instrumentów wpływających na wszystkie aspekty inwestycyjne oraz eksploatacyjne instalacji biometanowych, w tym wsparcie operacyjne, integracja z siecią gazową oraz przyspieszenie procedur inwestycyjno-budowlanych.

dr Marcin Trupkiewicz