2023.09.05

**U Z A S A D N I E N I E**

Projekt rozporządzenia stanowi realizację delegacji ustawowej zawartej w art. 83o ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z 2023 r. poz. 1436, z późn. zm.), dalej: „ustawa”, która nakłada na ministra do spraw klimatu obowiązek określenia, w drodze rozporządzenia, ceny referencyjnej biometanu, oddzielnie dla instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z biogazu oraz biometanu z biogazu rolniczego, wyrażonej w złotych za 1 MWh biometanu wprowadzonego do sieci gazowej.

Inwestycje w sektorze biometanu będą realizowane m.in. w sytuacji, w której inwestorzy będą w stanie uzyskać odpowiedni zwrot z inwestycji w określonym czasie (zazwyczaj w okresie od ośmiu do dziesięciu lat). W maju 2022 r. ukazał się Komunikat Komisji Europejskiej RePowerEU, którego głównym celem jest zerwanie z zależnością od Rosji w zakresie dostaw surowców energetycznych. Długoterminowy plan ma na celu zapewnienie dywersyfikacji źródeł energii, oszczędność energii oraz przyspieszenie realizacji projektów związanych z energetyką odnawialną. W kontekście procesu uniezależniania się od dostaw gazu ziemnego (UE w momencie ogłaszania planu była w 91% uzależniona od importu tego paliwa) jednym z istotnych celów planu REPowerEU jest dążenie do zwiększenia produkcji biometanu w celu osiągnięcia poziomu 35 mld m3 biometanu do 2030 r.

Transformacja europejskiego systemu energetycznego ma również na celu pobudzenie wzrostu gospodarczego, umocnienie pozycji Europy jako lidera przemysłu oraz przekierowanie na ścieżkę prowadzącą do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. Efektem przyjętych polityk jest obserwowany dynamiczny rozwój sektora biometanu w Europie. Zgodnie z analizami *European Biogas Association* (EBA) obecnie inwestorzy realizują lub znajdują się na etapie przygotowań projektów inwestycyjnych na terenie Unii o łącznej wartości ok. 18 miliardów euro[[1]](#footnote-1). Jakkolwiek stanowi to bezprecedensowo wysoki poziom planowanych inwestycji w sektor biometanu, należy zauważyć, że wymaga istotnego zwiększenia w kontekście możliwości osiągnięcia celów określonych REPowerEU na rok 2030, które w praktyce wymagają dziesięciokrotnego zwiększenia aktualnych mocy produkcyjnych na terenie Unii.

Zwiększenie liczby inwestycji można uzyskać dzięki zapewnieniu stabilności otoczenia politycznego i prawnego dla rozwoju produkcji biometanu oraz wdrożeniu skutecznych zachęt dla inwestorów. Należy zauważyć, że po krótkim okresie, w którym ceny gazu znacznie przekraczały 400 zł/MWh sytuacja stopniowo powraca do normy. Oznacza to, że koszty wytwarzania biometanu są wciąż wyższe niż cena gazu ziemnego, a to z kolei oznacza potrzebę zapewnienia stabilnych instrumentów wsparcia finansowego dla tego sektora.

Cena referencyjna biometanu pełni istotną rolę w tym kontekście, dając uzasadnienie biznesowe dla planowanych projektów dzięki pokryciu różnicy występującej pomiędzy kosztami produkcji oraz wprowadzenia biometanu do sieci gazowej (z uwzględnieniem marży wytwórcy) a ceną gazu ziemnego.

Jednocześnie cena referencyjna służy do określenia wysokości maksymalnego wsparcia, jakie może zostać udzielone podmiotowi będącemu producentem biometanu. Jej określenie ma na celu wyeliminowanie ryzyka wystąpienia nadmiernego wsparcia, co skutkowałoby z jednej strony nadzwyczajnie wysokimi zyskami tych podmiotów, z drugiej zaś nadmiernym obciążeniem odbiorców końcowych.

Zgodnie z obowiązującym mechanizmem wsparcia w postaci *feed in premium,* wytwórca biometanu może dokonać sprzedaży biometanu wprowadzonego do sieci gazowej wybranemu podmiotowi na warunkach rynkowych, co w praktyce może oznaczać sprzedaż tego paliwa po cenie niższej niż koszty jego wytworzenia. W związku z powyższym, ustawodawca zapewnił stabilność wysokości przychodów dla wytwórców – niezależnie od tego, jaką cenę uzyskają sprzedając biometan na warunkach rynkowych, zagwarantowane zostało im prawo do pokrycia tzw. ujemnego salda. Prawo to umożliwia wytwórcy uzyskanie dopłat o wysokości wynikającej z różnicy pomiędzy średnią ceną rynkową, po której jest sprzedawany przez wytwórcę biometan (nie niższą niż średnia cena rynkowa gazu ziemnego), a równowartością ceny referencyjnej ustalonej w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska.

W § 1 projektu rozporządzenia określono cenę referencyjną dla biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu z biogazu oraz w instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego. Zgodnie z przepisami ustawy cena referencyjna biometanu jest równa stałej cenie zakupu biometanu, która to podlega corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego, określonym w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej *Monitor Polski*. Przy ustalaniu wartości ceny referencyjnej wzięto pod uwagę następujące przesłanki:

1. istotne parametry techniczne i ekonomiczne funkcjonowania instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu,
2. nakłady inwestycyjne ponoszone w okresie przygotowania projektu tej instalacji i jej budowy wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną,
3. założenia dotyczące technicznych warunków pracy instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, w tym sprawności wytwarzania biometanu, współczynniki zużycia biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu na pokrycie potrzeb własnych oraz na pokrycie strat powstających przed wprowadzeniem biometanu do sieci gazowej,
4. koszty operacyjne oraz dodatkowe nakłady inwestycyjne ponoszone w okresie eksploatacji instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, w którym ta instalacja podlega wsparciu,
5. przewidywane kształtowanie się cen biomasy, energii elektrycznej lub innych paliw,
6. koszty kapitału własnego wytwórcy biometanu,
7. wpływ instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu na środowisko naturalne, w tym na redukcję emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu,
8. cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania biometanu w tworzeniu nowych miejsc pracy.

Mając na uwadze powyższe, na potrzeby wyznaczenia wartości cen referencyjnych dla biometanu przyjęto poniższe, szczegółowe założenia.

**1. Wolumen sprzedaży biometanu do sieci [MWh/rok]**

Określając ilość biometanu, jaką instalacja o referencyjnej wielkości stanowiącej równoważnik 1 MWe wprowadzi do sieci gazowej w trakcie roku, przyjęto założenie dotyczące:

* sprawności instalacji biogazu oraz instalacji do oczyszczania biogazu do jakości biometanu (na poziomie 89%), która uwzględnia potrzebę przeprowadzenia okresowych remontów lub wyłączeń serwisowych, jak również uwzględnia ryzyko wystąpienia braku spełnienia parametrów jakościowych biogazu uniemożliwiających wprowadzenie paliwa gazowego do sieci,
* wykorzystania wytworzonego biogazu na potrzeby funkcjonowania biogazowni związanego z produkcją energii cieplnej oraz elektrycznej (na poziomie ok. 10%).

Przyjęte powyżej założenia oznaczają, że referencyjna instalacja wytwarzania biometanu o mocy stanowiącej równoważnik 1 MWe, która teoretycznie powinna wytworzyć ok. 2,2 mln m3 biometanu, biorąc pod uwagę sprawność instalacji biogazu oraz konieczność przeznaczenia części wytworzonego biogazu na potrzeby własne, ostatecznie wprowadzi do sieci gazowej ok. 1 738 tys. m3 biometanu – co stanowi równowartość 6 920 MWhe/rok oraz ok. 18 345 MWh/rok energii zawartej w paliwie gazowym.

**2. Koszt paliwa pierwotnego**

Pozycja obejmuje koszty zakupu i dostaw surowców do wytwarzania biogazu (biogazu rolniczego) na potrzeby instalacji do wytwarzania biometanu.

W przypadku wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego (dot. wytwórców prowadzących działalność gospodarczą w oparciu o wpis do rejestru wytwórców biogazu rolniczego prowadzonego przez Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa), koszt paliwa pierwotnego określono z uwzględnieniem cen określonych w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 31 października 2022 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy w danym roku wygrali aukcję (Dz. U. z 2022 r. poz. 2247), dalej: „rozporządzenie z 2022 r.”, określonej dla instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1MW, wykorzystującej wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, wraz z uwzględnieniem ich waloryzacji.

Natomiast w przypadku wytwarzania biometanu z biogazu (dot. wytwórców prowadzących działalność gospodarczą w oparciu o wpis do rejestru wytwórców biogazu prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki), założono że biometan wytwarzany będzie w większości (tzn. co najmniej 75%) z analogicznych surowców, jak w przypadku biogazu rolniczego. Powyższe założenie wynika z wymogów, jakim podlega biometan w zakresie spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju, ze szczególnym uwzględnieniem ograniczenia emisji gazów cieplarnianych dla tego rodzaju paliwa gazowego, które preferuje surowce odpadowe i pozostałości ze szczególnym uwzględnieniem źródeł rolniczych.

Niniejsze założenie potwierdzają dane statystyczne dotyczące źródeł surowców, z jakich wytwarzany jest biometan w krajach Unii Europejskiej. Zgodnie z analizami prowadzonymi przez *European Biogas Associaton[[2]](#footnote-2)* widoczny jest trend, zgodnie z którym kluczowymi surowcami dla nowopowstających instalacji biometanu są przede wszystkim pozostałości sektora rolnego i rolno-spożywczego, obornik i gnojowica (udział ww. surowców przekracza 80%), następnie niewielkie ilości biodegradowalnych odpadów komunalnych, osadów ściekowych oraz organicznych odpadów przemysłowych. Natomiast wśród instalacji wytwarzania biometanu zrzeszonych w ww. organizacji od 2017 r. występował zmniejszający się trend wykorzystania roślin energetycznych, np. kiszonki kukurydzy – a od roku 2020 nowe instalacje deklarują całkowitą rezygnację z tego surowca.

**3. Pozostałe koszty operacyjne (OPEX)**

Pozostałe koszty operacyjne w przypadku instalacji zajmujących się wytwarzaniem biometanu obejmują takie pozycje, jak: utrzymanie urządzeń technologicznych odpowiedzialnych za wytwarzanie biogazu przed jego uzdatnieniem, konserwacja i serwis urządzeń służących do oczyszczania biogazu, utrzymanie przyłącza gazowego (w tym koszty monitorowania jakości biometanu wprowadzanego do sieci gazowej), koszty związane z pofermentem (badania jakości, wywóz, itp.), wynagrodzenia pracowników, usługi obce (obsługa księgowa, ubezpieczenia, itp.), podatki i opłaty (w tym podatek od nieruchomości).

Poszczególne pozycje kosztów są zróżnicowane w zależności od rodzaju zastosowanej instalacji do oczyszczania biogazu, przy czym najpopularniejsze na rynku w 2021 r. zgodnie z danymi *European Biogas Association* to: separacja membranowa (zdecydowana większość projektów – 39% ogółu rynku), płuczka wodna (22%), absorpcja chemiczna (18%) i adsorpcja zmiennociśnieniowa (12%), absorpcja fizyczna i separacja kriogeniczna (po ok. 1% udziału w rynku) - ponieważ wybór technologii ma decydujące znaczenie dla rodzajów i poziomu kosztów operacyjnych.

Na potrzeby określenia poziomu pozostałych kosztów operacyjnych przyjęto, iż będzie on zbliżony do kosztu operacyjnego dla instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji – określonego w rozporządzeniu z 2022 r. z uwzględnieniem ich waloryzacji.

**3. Dodatkowe założenia**

Na potrzeby wyznaczenia ceny referencyjnej założono ponadto:

* wartość rezydualną na poziomie 15% kosztów inwestycji,
* stopę dyskontową realną – 5,3%,
* piętnastoletnią amortyzację podatkową,
* podatek dochodowy (CIT) – 19%,
* poziom inflacji: 2024 r. – 6,6%, 2025 r. – 3,6%, a w kolejnych latach 2,5%,
* 20 letni okres wsparcia.

Koszty związane z procesem wytwarzania biometanu istotnie różnią się nie tylko w czasie. Mogą one również różnić się w zależności od konkretnej mieszanki surowców wykorzystanych do produkcji biogazu, jak również są ściśle uzależnione od wielkości instalacji - koszty biometanu wytwarzanego w dużych instalacjach są znacznie niższe niż w instalacjach małych, a także całkowite koszty operacyjne w zakładach (małych lub dużych) zależą od konkretnej mieszanki surowców, z których one korzystają.

Określając poziom wsparcia, państwa członkowskie są zobowiązane uwzględniać wskazane powyżej różnice oraz potencjalne wahania kosztów. W przypadku cen referencyjnych dla biometanu, określonych w niniejszym rozporządzeniu przyjęto część założeń wykorzystanych przy określaniu cen referencyjnych dla biogazu w rozporządzeniu z 2022 r., mając na uwadze, że niektóre procesy (np. wytwarzanie biogazu) są bardzo zbliżone w obu technologiach oraz z uwagi na brak odpowiednich projektów referencyjnych, na podstawie których możliwa byłaby indywidualna ocena parametrów inwestycyjnych w odniesieniu do technologii wytwarzania biometanu. W kolejnych latach planuje się natomiast bardziej indywidualne podejście do kształtowania cen referencyjnych, na podstawie danych pochodzących ze zrealizowanych projektów.

Brak dostępu do wiarygodnych danych w zakresie zmiennych kształtujących koszty wytwarzania biometanu jest szerszym wyzwaniem. Jak wynika z analiz prowadzonych w ramach prac *Biomethane Industrial Partnership[[3]](#footnote-3),* wiarygodneoraz aktualne dane w tym zakresie są niemal niedostępne. Działania mające na celu opracowanie bardziej przejrzystego obrazu kosztów dla poszczególnych wielkości instalacji oraz mixów stosowanych substratów są obecnie podejmowane w ramach jednej z grup zadaniowych – Task Force 4.

W efekcie, w Unii Europejskiej funkcjonuje obecnie szereg różnego rodzaju instrumentów wsparcia (feed-in-premium, feed-in-tariff, systemy aukcyjne oraz kontrakty różnicowe), które są zaadresowane do różnych rodzajów instalacji (różniących się wykorzystanym surowcem, wielkością lub przeznaczeniem biometanu) i przede wszystkim zróżnicowanych pod kątem poziomu proponowanego wsparcia.

Niezależnie od powyższego, warto zwrócić uwagę, że na rynkach, na których sektor biometanu rozwija się prężnie od kilku lat dostępnych jest szereg analiz branżowych lub eksperckich, które w sposób ogólny (zagregowany) prezentują obraz kształtowania się kosztów związanych z wytwarzaniem biometanu. Przykładowo, *European Biogas Association* szacuje, iż koszty wytwarzania biometanu wahają się pomiędzy 55 euro/MWh do 110 euro/MWh[[4]](#footnote-4). Natomiast Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej IRENA szacuje, że koszty oscylują pomiędzy 0,22 USD a 0,50 USD za m3 biometanu[[5]](#footnote-5).

Wskazana w § 1 projektu wartość ceny referencyjnej biometanu wytworzonego z biogazu lub z biogazu rolniczego mieści się w obu ww. zakresach cenowych. Ponadto, w opinii projektodawcy jej wysokość zapewni adekwatny poziom pomocy niezbędnej do podjęcia pozytywnej decyzji o realizacji inwestycji w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu, przyczyniając się do realizacji zakładanych celów gospodarczych i społecznych, w tym poprzez tworzenie nowych miejsc pracy.

W § 2 projektu rozporządzenia określono, że rozporządzenie wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia w Dzienniku Ustaw.

Ponieważ program wsparcia, o którym mowa w art. 83l ust. 2 ustawy, spełnia warunki ustanowione w rozporządzeniu Komisji (UE) nr 651/2014 uznającym niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu, wyłączony jest z obowiązku zgłoszenia ustanowionego w art. 108 ust. 3 Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE). Zasada ta dotyczy również przedmiotowego projektu rozporządzenia.

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

Projekt rozporządzenia nie podlega procedurze notyfikacji aktów prawnych, określonej w przepisach rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.).

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Projekt nie wywiera wpływu na funkcjonowanie mikro i małych przedsiębiorców.

1. Na podstawie *„1st EBA Biomethane Investment Outlook” (2023 r.).* [↑](#footnote-ref-1)
2. *EBA Statistical Report 2022 r.* – Opracowany przez *European Biogas Association* (https://www.europeanbiogas.eu/\_\_trashed-3/) [↑](#footnote-ref-2)
3. *Biomethane Industrial Partnership* to uruchomione we wrześniu 2022 r. partnerstwo publiczno-prywatne na rzecz biometanu utworzone pomiędzy Komisją Europejską, państwami członkowskimi UE oraz przedsiębiorcami. [↑](#footnote-ref-3)
4. *EBA Statistical Report 2022 r.* [↑](#footnote-ref-4)
5. IRENA newsroom. [↑](#footnote-ref-5)